

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA POR LA
QUE SE REVISLA LA REGULACIÓN ASOCIADA A LA
RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN
DE ELECTRICIDAD EÓLICA

Autor: Guillermo Álvarez Varas

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, Junio 2014



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a Fernando Soto Martos por darme la oportunidad de realizar este proyecto, sin su disponibilidad y ayuda no hubiera sido posible.

A mis compañeros de Universidad, que me animaron las clases y las horas de estudio. A mis amigos, que me alegran la vida.

A mis hermanos que son uno de los pilares de mi vida. Javier siempre está para apoyarme cuando lo necesito. Isabel que siempre me ayuda y que es un claro ejemplo de esfuerzo y superación.

A mis padres, este proyecto es la cumbre de la educación que me han dado, gracias por su lucha y persistencia.

A todas esas personas que ya no están pero que siempre nos están enseñando su conocimiento a través de la familia.

Y por último, a esa persona que siempre confía en mí y que juntos superamos los momentos difíciles de la vida, nunca podré agradecerte tanto. Este trabajo está dedicado para ti, Gracias Marta.

RESUMEN

En los últimos quince años, en España se ha producido un crecimiento muy importante en la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, gracias a estímulos económicos y administrativos. Estos incentivos han ido creciendo con el paso del tiempo para incrementar la integración de estas tecnologías en el sistema eléctrico, reducir las emisiones de efecto invernadero, reducir la dependencia energética y facilitar que puedan participar en el mercado eléctrico y poder competir con el resto de tecnologías.

En el pasado, el régimen económico se ha asentado en una retribución en función de la energía generada, basado en primas o en una tarifa regulada. Esa prima o incentivo, en algunas tecnologías ha sido muy importante, siendo muy superior a la que recibe las mismas tecnologías en países como Alemania. Esos incentivos, en opinión del Ministerio de Industria Energía y Turismo, es la principal causa del déficit de tarifa eléctrica que quiere eliminar con cambios regulatorios, realizados bajo el paraguas de reforma energética.

Para hacer sostenible la situación económica del sistema eléctrico y los ingresos equilibren los costes del sistema, el Ministerio de Industria Energía y Turismo ha aprobado una serie de medidas encaminadas por un lado a incrementar los ingresos (aumentando las tarifas de los peajes de acceso), y por otro reduciendo los costes de las actividades reguladas, en particular la retribución de las energías renovables.

Según la propuesta de Real Decreto por la que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se quiere establecer una retribución a la inversión en este tipo de tecnologías, que se calcula en función de la potencia instalada y los ingresos ya percibidos en el pasado.

Este trabajo de fin de grado expone la evolución histórica de las retribuciones de las energías renovables en España para exponer los distintos mecanismos utilizados, y una evaluación de la nueva propuesta de Real Decreto por la que se revisan dichas retribuciones. En particular se analiza con detalle la generación eólica terrestre. Recientemente, el 6 de junio de 2014, el gobierno aprobó el Real Decreto que regula dichas retribuciones, que fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el 10 de junio.

ABSTRACT

In the last fifteen years, Spain has been a significant growth in the production of electricity from renewable energy, to economic and administrative incentives. These incentives have grown over time to increase the integration of these technologies in the electricity system, reduce greenhouse emissions, reduce energy dependency and facilitate them to participate in the electricity market and compete with other technologies.

In the past, the economic system has settled into a fee depending on the energy generated, based on premiums or a regulated tariff. That bonus or incentive, in some technologies has been very important, being far superior to that offered the same technologies in countries like Germany. These incentives, in the MINETUR opinion, are the main cause of the deficit in electricity tariff you want to delete with regulatory changes, made under the energy reform.

To make sustainable the economic situation of the electrical system and the income balance system costs, the MINETUR has approved a series of measures on the one hand to increase revenues (increasing tolls for access), and on the other reducing costs of regulated activities, including the remuneration of renewable energy.

According to the proposed Royal Decree approving the production activity is regulated electricity from renewable energy, cogeneration and waste, is to establish a fee for investment in these technologies, which is calculated according to installed capacity and revenue already received in the past.

This work exposes the grade to historical changes in the remuneration of renewable energies in Spain to expose the various mechanisms used, and an evaluation of the proposed new Royal Decree amending those salaries are reviewed. In particular, a detailed analysis of onshore winds generation. Recently, on June 6, 2014, the government approved Royal Decree that regulates such compensation, which was published in the BOE on June 10.

ÍNDICE GENERAL

1.	INTRODUCCIÓN.....	12
2.	OBJETIVOS.....	13
3.	SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	14
3.1.	GENERACIÓN.....	15
3.2.	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	21
3.3.	VISIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	23
4.	MERCADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	26
4.1.	MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.....	26
4.1.1.	MERCADO DIARIO.....	27
4.1.2.	MERCADOS INTRADIARIOS.....	28
4.1.3.	SERVICIOS DE AJUSTE.....	28
5.	LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.....	29
5.1.	TECNOLOGÍA.....	31
5.2.	COSTES ENERGIA EÓLICA.....	34
6.	REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	37
6.1.	REAL DECRETO 661/2007, POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL.....	38
6.2.	LIMITACIONES EN RETRIBUCIONES.....	40
7.	EVOLUCIÓN DE RETRIBUCIÓN EN LA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE.....	43
8.	PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES.....	51
8.1.	PRINCIPIOS DEL NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO.....	51
8.2.	RÉGIMEN RETRIBUTIVO.....	53
8.3.	RETRIBUCIÓN VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO.....	54
8.4.	RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA.....	59
8.5.	RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN.....	60
8.6.	RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN.....	64
8.7.	INCENTIVOS A LA INVERSIÓN POR REDUCCIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN.....	65
8.8.	PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE CADA TIPO DE INSTALACIÓN.....	67
9.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RETRIBUCIONES EN LA ENERGÍA EÓLICA.....	68
9.1.	RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS.....	69

9.2. EJEMPLOS DE COMPARACIÓN ENTRE RETRIBUCIONES PARA INSTALACIONES EÓLICA.
75

10. PRESUPUESTO	85
11. CRONOGRAMA.....	86
12. CONCLUSIONES	87
13. BIBLIOGRAFÍA.....	88

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Diagrama del Sistema de suministro eléctrico. Fuente: REE</i>	14
<i>Figura 2. Esquema de una central de carbón. Fuente UNESA.....</i>	15
<i>Figura 3. Esquema de central de ciclo combinado. Fuente UNESA</i>	16
<i>Figura 4. Esquema central nuclear. Fuente UNESA.....</i>	17
<i>Figura 5. Esquema de central hidroeléctrica. Fuente UNESA.....</i>	18
<i>Figura 6. Esquema de central fotovoltaica. Fuente UNESA.....</i>	19
<i>Figura 7. Esquema de central solar térmica. UNESA.....</i>	20
<i>Figura 8. Esquema de funcionamiento de parque eólico. Fuente: UNESA</i>	21
<i>Figura 9. Evolución de la demanda eléctrica de los últimos años. Fuente REE.</i>	23
<i>Figura 10. Balance eléctrico año 2013. Fuente: REE.</i>	24
<i>Figura 11. Potencia instalada a 31 de diciembre de 2013.Fuente: REE</i>	25
<i>Figura 12. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Fuente: www.energiaysociedad.es</i>	26
<i>Figura 13. Curvas agregadas de oferta y demanda. Fuente: OMIE.</i>	27
<i>Figura 14. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2013. Fuente: AEE</i>	30
<i>Figura 15. Generación y porcentaje de cobertura de la demanda en España de energía eólica. Fuente: REE.....</i>	30
<i>Figura 16. Partes básicas de un aerogenerador. Fuente: www.panelessolarescaseros.net</i>	33
<i>Figura 17. Costes de inversión de un parque eólico. Fuente: IDAE.....</i>	35
<i>Figura 18. Costes de explotación de un parque eólico Fuente: IDAE.</i>	36
<i>Figura 19. Horas régimen discriminación horaria. Fuente RD 661/2007.....</i>	40
<i>Figura 20. Evolución primas a las Energías Renovables. Fuente: UNEF.....</i>	42
<i>Figura 21. Régimen económico del Real Decreto 436/2004.</i>	44
<i>Figura 22. Evolución del TMR, tarifa regulada, prima e incentivo, según RD 436/2004.</i>	44
<i>Figura 23. Ejemplo Desglose de remuneración eólica en 2007 según RD 436/2004. Fuente: AEE</i>	45
<i>Figura 24. Actualizaciones tarifa regulada según RD 661/2007. Fuente: ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013.</i>	46
<i>Figura 25. Comparación entre marcos retributivos RD 436/2004 y RD 661/2007 para el año 2008. Fuente: CNE</i>	47
<i>Figura 26. Actualizaciones de primas y límites. Fuente: ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013.</i>	48
<i>Figura 27. Evolución de la tarifa regulada en los últimos años.....</i>	49
<i>Figura 28. Evolución de la prima de referencia en los últimos años.</i>	50
<i>Figura 29. Estado del desarrollo normativo. Fuente: UNEF</i>	51
<i>Figura 30. Esquema de régimen de retributivo.</i>	53
<i>Figura 31. Límites del precio de mercado.....</i>	54
<i>Figura 32. Límites del precio de mercado, caso 1.</i>	54
<i>Figura 33. Límites del precio de mercado, caso 2</i>	55
<i>Figura 34. Límites del precio de mercado, caso 3.</i>	56
<i>Figura 35. Límites del precio de mercado, caso 4.</i>	57

<i>Figura 36. Límites del precio de mercado, caso 5.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 37. Mecanismo de retribución a la operación. Fuente: UNEF.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 38. Hipótesis de límites del precio de mercado.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 39. Clasificaciones de instalaciones tipo en energía eólica. Fuente: CNMC.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 40. Comparativa de la vida útil regulatoria</i>	<i>70</i>
<i>Figura 41. Parámetros retribuidos aplicables a las liquidaciones de 2013. Fuente: CNMC</i>	<i>71</i>
<i>Figura 42. Número de instalaciones que no tendrían retribución específica. Fuente: CNMC.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 43. Parámetros retribuidos aplicables a 2014, 2015 y 2016. Fuente: CNMC.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 44. Análisis comparativo entre sistemas retributivos por instalación tipo. Fuente: CMNC</i>	<i>73</i>
<i>Figura 45. Gráfica comparativa entre sistemas retributivos por instalación tipo. Fuente: CMNC</i>	<i>73</i>
<i>Figura 46. Comparación entre el anterior y el nuevo sistema retributivo. Fuente: CNMC</i>	<i>74</i>
<i>Figura 47. Gráfica comparación de sistemas retributivos. Fuente: CNMC</i>	<i>74</i>
<i>Figura 48. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2002.</i>	<i>75</i>
<i>Figura 49. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2002.</i>	<i>76</i>
<i>Figura 50. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2002.</i>	<i>77</i>
<i>Figura 51. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2006.</i>	<i>78</i>
<i>Figura 52. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2006.</i>	<i>79</i>
<i>Figura 53. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2006.</i>	<i>80</i>
<i>Figura 54. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2010.</i>	<i>81</i>
<i>Figura 55. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2010</i>	<i>81</i>
<i>Figura 56. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2010.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 57. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2014.</i>	<i>83</i>
<i>Figura 58. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2014.</i>	<i>83</i>
<i>Figura 59. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2014</i>	<i>84</i>

ACRÓNIMOS

AEE: Asociación Empresarial Eólica.

BOE: Boletín Oficial del Estado.

CNE: Comisión Nacional de la Energía.

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

EBITDA: Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad.

MINETUR: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

OMEL: Operador del Mercado Eléctrico.

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad.

OS: Operador del Sistema.

PER: Plan de Energías Renovables.

RD: Real Decreto.

REE: Red Eléctrica España.

TMR: Tarifa Media de Referencia.

UNEF: Unión Española Fotovoltaica.

UNESA: Asociación española de la empresa eléctrica.

VAN: Valor Actual Neto.

1. INTRODUCCIÓN.

Este trabajo expone la propuesta de regulación del régimen retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, incluidas en la antigua denominación de régimen especial¹.

Ante la elevada penetración de este tipo de tecnologías y el elevado coste que supone la financiación de este tipo de generación, el Gobierno considera que la regulación existente carece actualmente de fundamento y requiere adaptarla para hacerla sostenible, también desde el punto de vista económico. Por esto, se procede a una regulación unificada de la generación eléctrica, desapareciendo las anteriores definiciones de régimen ordinario y régimen especial. Para ello ha elaborado una propuesta de Real Decreto por la que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que principalmente revisa el modelo de retribución de estas tecnologías, lo que supone, por lo general, una reducción de los incentivos a estas tecnologías.

Esta propuesta de Real Decreto plantea cambios ante la difícil situación actual del sistema eléctrico, con un déficit muy elevado y la demanda de electricidad en niveles de 2005. Según el gobierno, su objetivo es primero frenar el crecimiento del déficit tarifario, y después encontrar un sistema de apoyo a las energías renovables que sea sostenible en lo económico.

En este trabajo, se comenta la propuesta de Real Decreto y se revisa específicamente los cambios que atañen a la retribución de la generación de electricidad de origen eólico.

¹ Producción de Energía eléctrica procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración.

2. OBJETIVOS.

Los objetivos del presente trabajo fin de grado son:

- Analizar la evolución de las retribuciones percibidas por las energías renovables en el sector eléctrico español.
- Examinar y discutir la propuesta de Real Decreto, de 6 de junio del 2014, por la que se modificarán las retribuciones a las energías renovables y comparar con las retribuciones previas, analizando el caso particular de la eólica terrestre.

3. SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.

El sistema eléctrico constituye el conjunto de medios y elementos para desarrollar las actividades de generación, transportes y distribución de la energía eléctrica para suministrar electricidad a los consumidores. Este conjunto está dotado de unidades de control, seguridad y protección, que tiene como objetivo asegurar un suministro de energía eléctrica con calidad de abastecimiento y una explotación racional de los recursos.

Este gran sistema se caracteriza por ser muy dinámico, garantizando el equilibrio entre generación y demanda con una respuesta automática ante una demanda variable, ya que la energía eléctrica no es almacenable, si se hablamos en términos de gran escala.

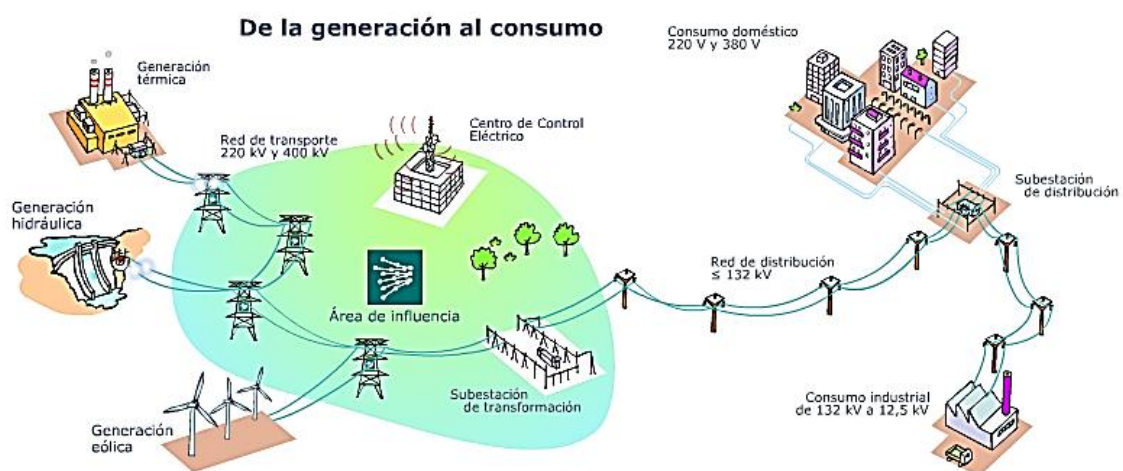


Figura 1. Diagrama del Sistema de suministro eléctrico. Fuente: REE²

En la figura 1 se observa un esquema con el recorrido de la energía eléctrica, comenzando en las centrales de generación, posteriormente se transforma en alta tensión para ser transportada en la red de transporte, luego en las subestaciones de transformación se adapta a tensiones inferiores para el reparto o distribución para, por último, finalizar su recorrido llegando a los consumidores y clientes industriales para su utilización. [1]

² <http://www.ree.es/es/publicaciones/educacion/de-la-generacion-al-consumo>.

3.1. GENERACIÓN.

La generación se realiza en centrales de producción que suelen estar apartados de los centros de consumo. Estas centrales son instalaciones capaces de convertir distintos tipos de energía en energía eléctrica. Esta producción se realiza, por lo general, en niveles de tensión de 6 a 20kV.

Hay distintos tipos de centrales que se clasifican según la tecnología utilizada para la generación.

a) Centrales de carbón

La combustión de carbón en una caldera da lugar a la producción de vapor a alta presión que se dirige a una turbina, en esta turbina la expansión de este fluido a una presión menor acciona un alternador en eje solidario con dicha turbina para generar electricidad.

Son centrales de alta disponibilidad y fiabilidad porque presenta una buena respuesta al seguimiento de la evolución de carga eléctrica de la red.

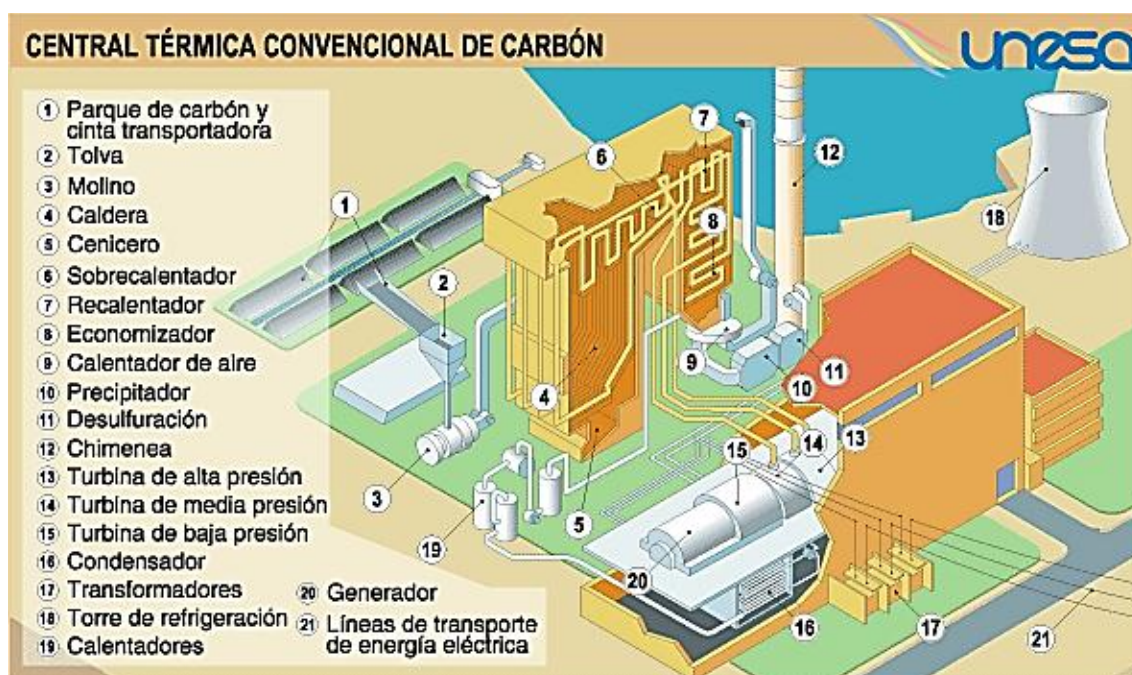


Figura 2. Esquema de una central de carbón. Fuente UNESA³

En España, en 2013, las centrales de generación mediante carbón representaron un 11% de la potencia instalada del parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 14,5%.

³<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1351-central-termica>
Análisis y evaluación de la propuesta por la que se revisa la regulación asociada a la retribución de la tecnología de generación de electricidad eólica

b) Centrales de ciclo combinado a gas natural.

La energía térmica producida por la combustión del gas natural es convertida en electricidad mediante dos ciclos termodinámicos consecutivos, primero una turbina de gas (ciclo Brayton) y posteriormente una turbina de vapor (ciclo Rankine).

Este tipo de centrales tienen un alto rendimiento energético, son fiables (la tasa de fallo más bajas de todo el mix generación) y muy flexibles (en cuanto a costes de parada y arranque de esta central).

Su principal inconveniente es la dependencia de un combustible de origen fósil que se extrae, por lo general, en naciones con poca estabilidad política. Esta circunstancia hace que sea necesario diversificar los países que suministran este combustible.



Figura 3. Esquema de central de ciclo combinado. Fuente UNESA⁴

En España las centrales de ciclo combinado, en 2013, representaron un 24,8% de la potencia instalada de parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 9,6%.

c) Centrales nucleares

Tecnología fundamentada en la fisión de los núcleos de uranio. El calor conseguido por este fenómeno físico se utiliza para producir vapor de agua, y a su vez, este vapor pasa por una turbina en eje solidario con un alternador que genera energía eléctrica.

⁴ <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>

Estos tipos de centrales no emiten ningún tipo de gas contaminante a la atmósfera, a parte del vapor a temperaturas elevadas que salen por las torres de refrigeración, aunque sí generan residuos radiactivos que deben ser gestionados cuidadosamente durante un largo tiempo debido a su gran impacto medioambiental.

Estas centrales tienen un régimen de funcionamiento muy rígido, poner en marcha estas instalaciones para poder lograr el máximo nivel de generación puede tardar varios días, es por esto que la maniobrabilidad para modificar o regular su nivel de producción a corto plazo es muy limitada.

Sus costes fijos⁵ son altos y sus costes variables⁶ relativamente bajos. A este tipo de centrales se le exigen unos requerimientos de seguridad elevadísimos (por su elevado impacto medioambiental), con unos costes muy altos para este aspecto, que sin embargo se compensan con la internalización del coste evitado del CO₂.

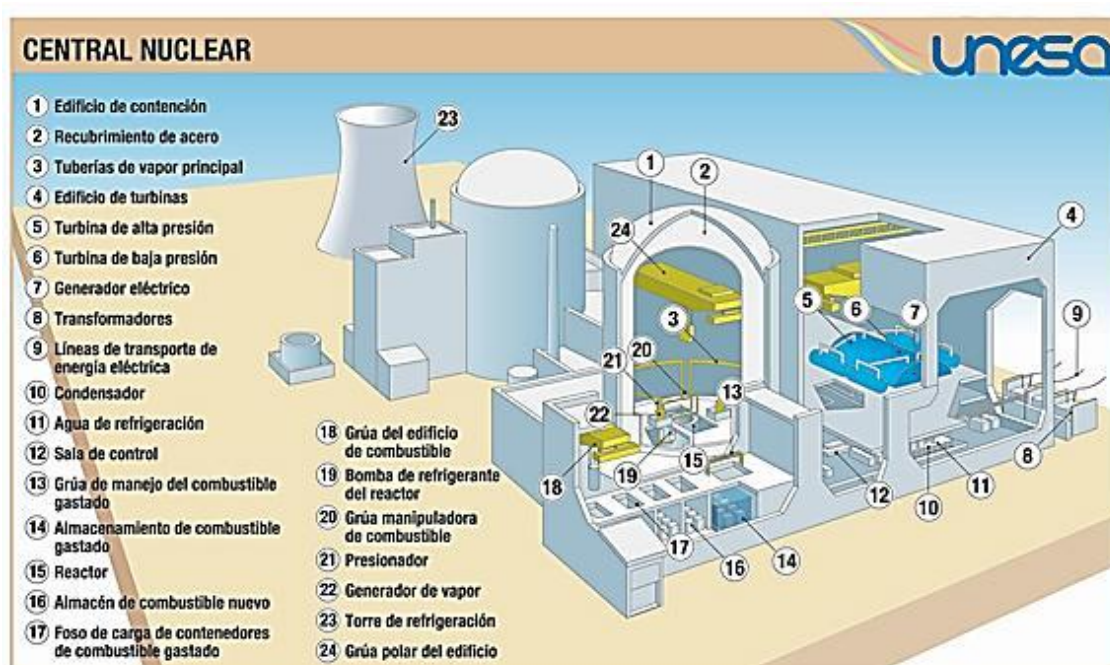


Figura 4. Esquema central nuclear. Fuente UNESA⁷

En España las centrales nucleares en 2013, representaron un 7,7% de la potencia instalada de parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 21%.

⁵ Se entiende por costes fijos a costes de inversión o costos de mantenimiento fijos de la instalación

⁶ Se entiende por costes variables a costes de operación o de mantenimiento según la producción asignada.

⁷<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1349-central-nuclear>

d) Centrales hidroeléctricas

Este tipo de centrales se valen de la energía de una masa de agua en el cauce de un río o varios ríos para convertirla en energía eléctrica a través de un generador ensamblado a una turbina. Estas centrales pueden ser de agua fluyente o de salto.

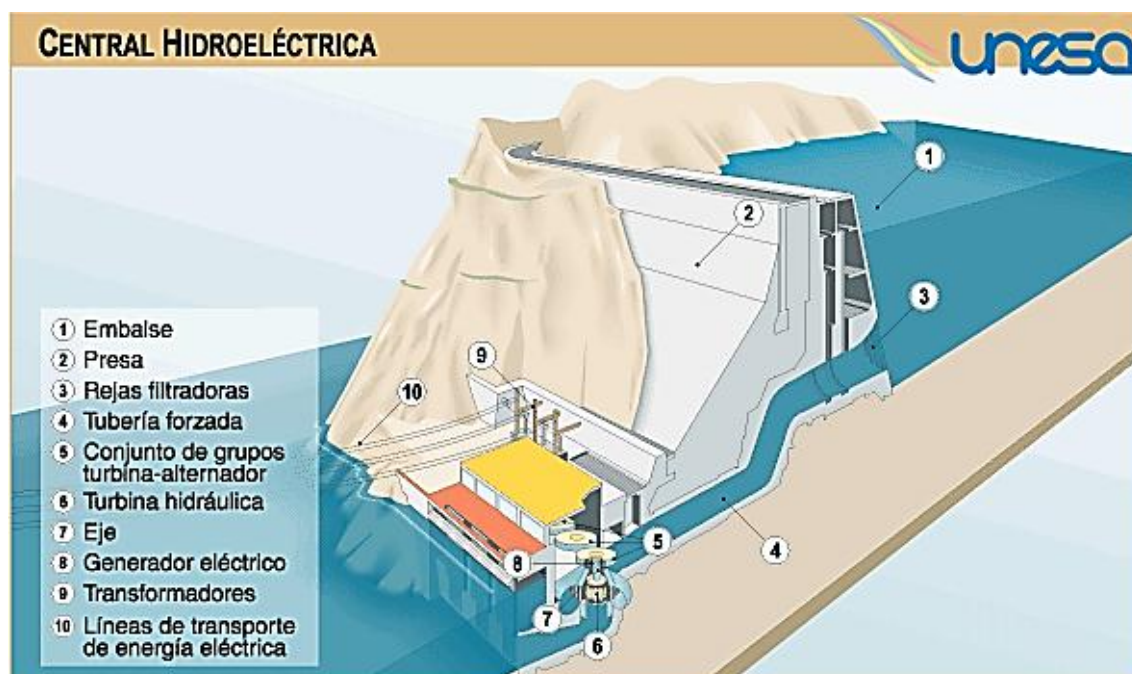


Figura 5. Esquema de central hidroeléctrica. Fuente UNESA⁸

Por lo general este tipo de instalaciones tienen una generación muy flexibles (pueden incrementar o reducir su producción de forma rápida), por lo que son apropiadas para responder a variaciones de la demanda o generación (mediante bombeo) en un corto intervalo de tiempo. Los costes fijos ligados a estas tecnologías son muy elevados (maquinaria compleja, grandes obras y embalses) pero sus costes variables son de menor consideración (el combustible, agua, es gratis).

En España las centrales hidroeléctricas en 2013 representaron un 19,4% de la potencia instalada de parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 14,4%.

e) Centrales fotovoltaicas

Este tipo de tecnología convierte directamente la energía solar en electricidad, mediante placas fotovoltaicas compuestas por materiales semiconductores que generan energía eléctrica cuando incide la radiación del sol sobre ellas.

⁸<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1347-central-hidroelectrica>

La generación con este tipo de tecnología no produce ningún tipo de emisiones contaminantes. No obstante, la potencia por extensión de terreno es hoy en día baja siendo los costes de inversión y de explotación elevados, por lo que para tener una instalación de gran potencia instalada se necesita de una gran inversión inicial.

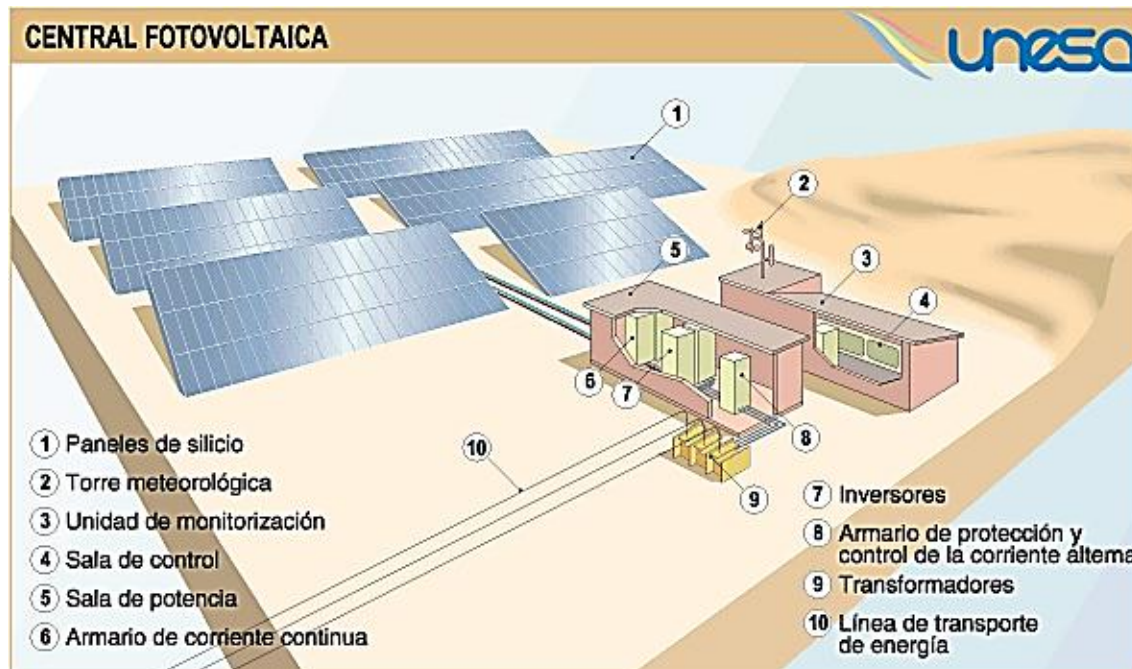


Figura 6. Esquema de central fotovoltaica. Fuente UNESA⁹

En España las centrales fotovoltaicas en 2013 representaron un 4,3% de la potencia instalada de parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 3,1%.

f) Centrales solares térmicas

Una central termosolar es una instalación que aprovecha la energía del solar para la generación de electricidad.

Tiene un ciclo termodinámico equivalente al de las centrales térmicas convencionales. La energía térmica que se produce en un determinado foco es convertida en energía mecánica a través de una turbina y, consecutivamente, en energía eléctrica mediante un alternador.

En España las centrales solares térmicas en 2013 representaron un 2,2% de la potencia instalada de parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 1,8%.

⁹<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1345-central-fotovoltaica>

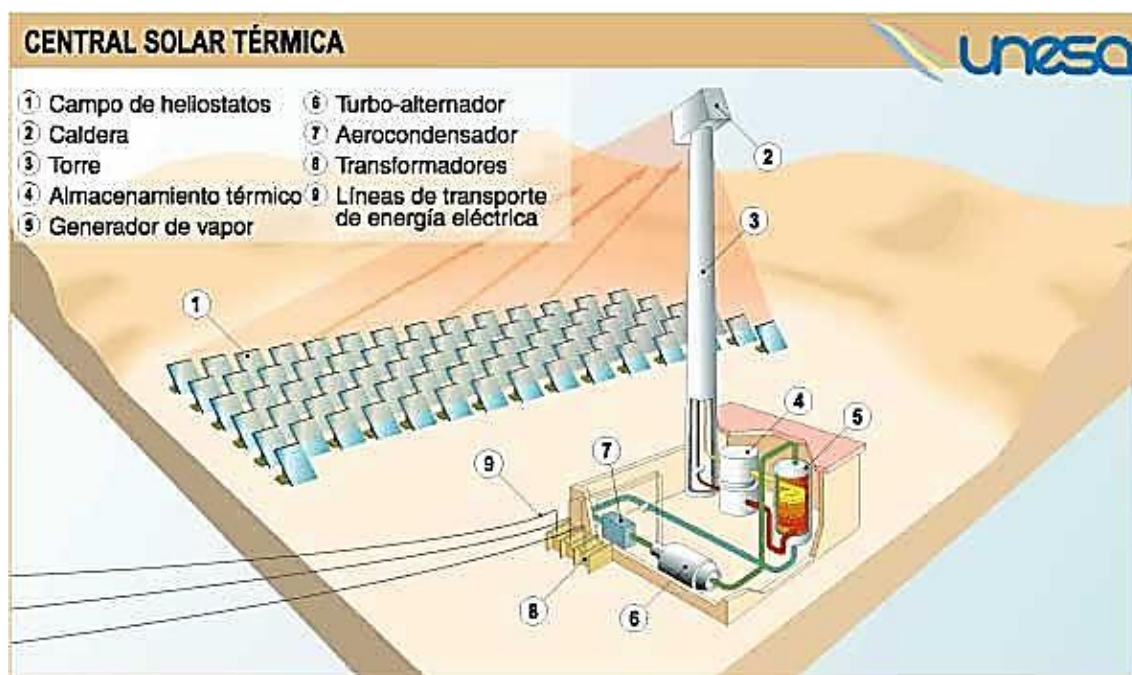


Figura 7. Esquema de central solar térmica. UNESA¹⁰

g) Centrales eólicas.

Estas centrales se benefician de la energía del viento para transformarla en energía eléctrica mediante aerogeneradores. Un aerogenerador eléctrico es una máquina que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica, para ello, utiliza unas palas, que conformando una hélice, son las encargadas de transferir la energía del viento al rotor de un generador. Habitualmente se concentran en una misma localización varios aerogeneradores, llamando a estas agrupaciones parques eólicos.

¹⁰<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1350-central-solartermica>

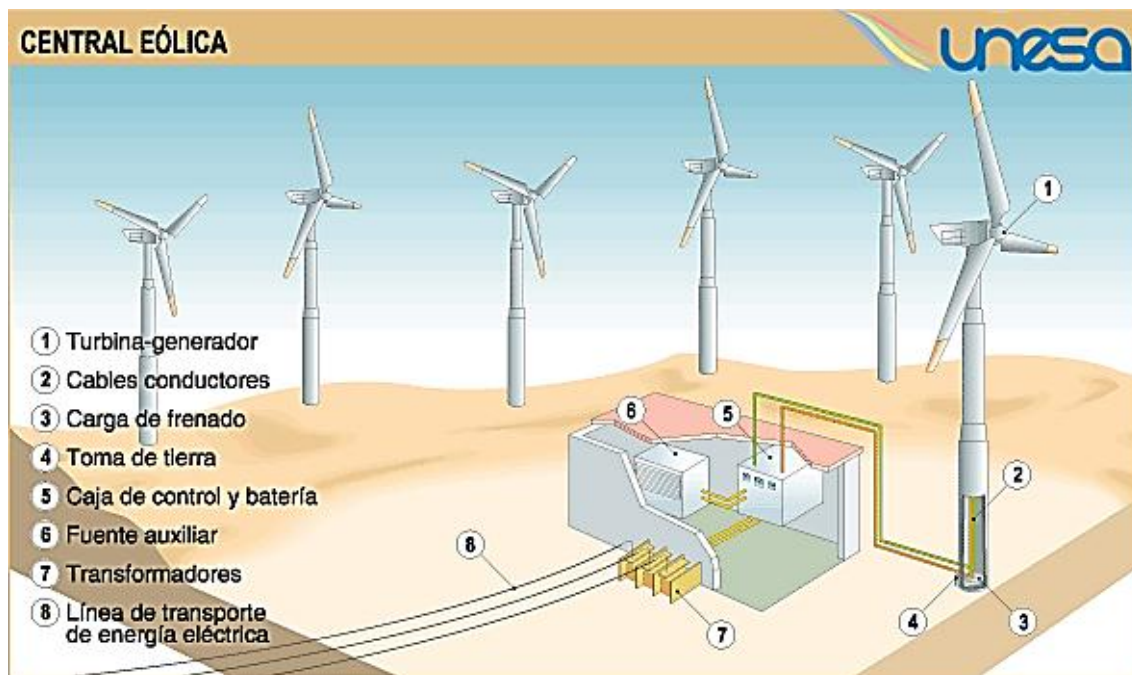


Figura 8. Esquema de funcionamiento de parque eólico. Fuente: UNESA¹¹

La energía eléctrica producida por el aerogenerador es transmitida mediante conductores a un centro de transformación desde donde, una vez elevada su tensión, es vertida a la red mediante las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.

La energía eólica tiene cada vez más importancia en la producción de energía eléctrica al ser una de las tecnologías menos contaminantes y más seguras en el paisaje energético.

Toda la potencia eólica instalada en España es terrestre (offshore), no existiendo ningún parque marino (onshore).

En España los parques eólicos en 2013 representan un 22,2% de la potencia instalada de parque de generación, con una cobertura de demanda anual del 21,1%. [2,3]

Más adelante se expondrá de forma más detallada la tecnología eólica terrestre, objetivo principal de este trabajo fin de grado.

3.2. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.

La actividad de **transporte** tiene por objetivo la circulación de energía eléctrica por la red interconectada en el territorio nacional, con el fin de proveer a los distribuidores, consumidores y atender a las interconexiones internacionales. Las infraestructuras que

¹¹ <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1344-central-eolica>
Análisis y evaluación de la propuesta por la que se revisa la regulación asociada a la retribución de la tecnología de generación de electricidad eólica

constituyen la red de transporte peninsular son las instalaciones que tienen una tensión nominal igual o superior a 220 kV, las interconexiones internacionales y las interconexiones entre el sistema peninsular y los extrapeninsulares.

La operación, mantenimiento, coordinación e inversión de la estructura de transporte en España se llevan a cabo por Red Eléctrica de España (REE), que también tiene la función de operador del sistema eléctrico (OS).

La actividad de **distribución** tiene por objetivo la entrega de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo en las apropiadas condiciones de calidad y seguridad, esta actividad es llevada a cabo por las compañías distribuidoras. Las instalaciones que forman parte de la red de distribución son aquellas que tengan una tensión nominal menor a 220 kV.

Tanto el transporte como la distribución de la energía eléctrica son actividades de la red, se trata de un monopolio natural pues no tendría sentido económico el aumento las redes para que compitan entre sí, sino que, una misma red puede ser empleada por diferentes agentes sometidos a competencia.

Dado que la generación y la demanda se encuentran generalmente distanciadas físicamente, el acceso a estas redes es decisivo para garantizar el suministro y competencia entre agentes, por esta razón la gestión de las redes debe estar encargada a entidades distintas de las que llevan a cabo las actividades en competencia.

Si bien el transporte y la distribución tienen muchas cosas en común, también tienen diferencias. La distribución está más próxima los consumidores y por esto, todas las actividades relativas a la calidad de suministro son muy importantes. Por otra parte las instalaciones de distribución son más numerosas y están más diversificadas.

Todos estos aspectos deben ser de vital importancia en estas redes, punto importante para un mercado eléctrico liberalizado.

La infraestructura de transporte de la red nacional finalizó el año 2013 con 42.115 km de circuitos, constituido por: líneas aéreas (40.637 km), cable submarino (601 km) y cable subterráneo (878 km)¹² [3]

¹² Datos según el informe anual de Red eléctrica de España (2013).

3.3. VISIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

En los últimos años la demanda de energía eléctrica ha registrado un claro descenso, colocándose el consumo anual peninsular en el año 2013, con 246.166 GWh.

Crecimiento anual de la demanda (año móvil)

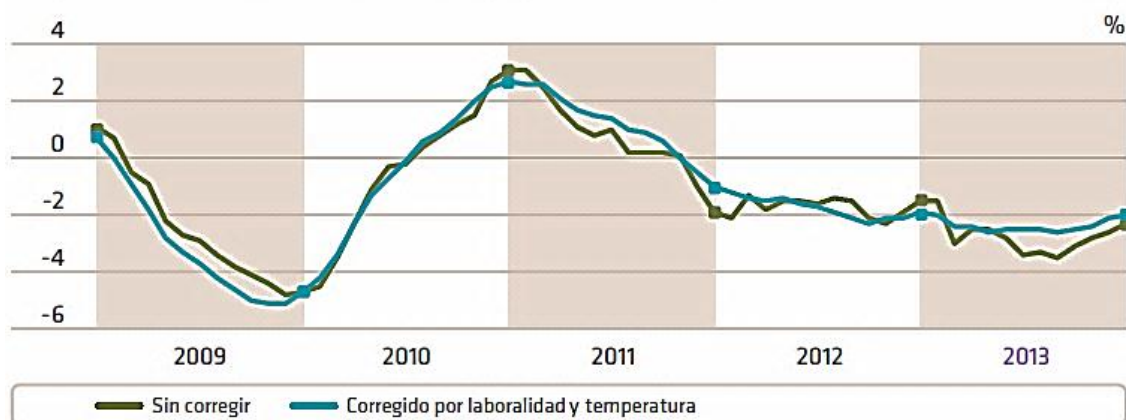


Figura 9. Evolución de la demanda eléctrica de los últimos años. Fuente REE¹³.

En la figura 9 se puede observar cómo ha disminuido la demanda de energía eléctrica desde el año 2010.

Esta demanda se suministró con la generación eléctrica de los distintos tipos de tecnologías existentes, siendo las mayores contribuyentes, las energías nuclear y eólica, siendo la primera vez que la eólica es la tecnología que más ha contribuido a la cobertura de demanda, con un 21,1%, superando los valores máximos de producción eólica alcanzado en años anteriores, con una producción instantánea que alcanzó los 17.056 MW.

Este crecimiento de las energías renovables en 2013 se ha percibido también por la importante pluviosidad reconocida, elevando la cobertura de demanda por estas tecnologías al 42,4% incrementado un 10,5% lo registrado en el año anterior.

Por el contrario, y por lógica, se reconocieron bajadas en la producción de los ciclos combinados, carbón y nuclear con -34,2%, -27,3% y -8,3% respectivamente, siendo su contribución a la cobertura de demanda menor que en los años pasados.

El resto de las tecnologías han mantenido su participación con pocas variaciones.

¹³ Datos según el informe anual de Red Eléctrica de España (2013).

Balance eléctrico anual

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12	GWh	% 13/12
Hidráulica	34.205	75,8	0	-	34.205	75,8
Nuclear	56.378	-8,3	-	-	56.378	-8,3
Carbón ⁽¹⁾	39.792	-27,3	2.591	-11,9	42.384	-26,5
Fuel/gas ⁽²⁾	-	-	6.981	-7,4	6.981	-7,4
Ciclo combinado	25.409	-34,2	3.574	-8,8	28.983	-31,8
Régimen ordinario	155.785	-10,6	13.147	-8,7	168.932	-10,4
Consumos en generación	-6.241	-20,9	-771	-9,3	-7.012	-19,8
Hidráulica	7.095	52,8	3	-	7.098	52,8
Eólica	53.926	12,0	375	1,8	54.301	12,0
Solar fotovoltaica	7.982	1,9	415	12,6	8.397	2,4
Solar termoeléctrica	4.554	32,2	-	-	4.554	32,2
Térmica renovable	5.011	5,6	9	11,4	5.020	5,6
Térmica no renovable	32.048	-4,3	260	-5,1	32.309	-4,3
Régimen especial	110.616	8,1	1.062	4,1	111.679	8,1
Generación neta	260.160	-3,2	13.438	-7,8	273.598	-3,4
Consumos bombeo	-5.769	14,9	-	-	-5.769	14,9
Enlace Península-Baleares ⁽³⁾⁽⁴⁾	-1.266	-	1.266	-	0	-
Intercambios internacionales ⁽⁴⁾	-6.958	-37,9	-	-	-6.958	-37,9
Demanda (b.c.)	246.166	-2,3	14.704	-2,9	260.870	-2,3

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás). (2) En el sistema eléctrico de Baleares se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Enlace Península-Baleares funcionando al mínimo técnico de seguridad hasta el 13/08/2012. (4) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Figura 10. Balance eléctrico año 2013. Fuente: REE.

En cuanto a la potencia instalada, las tecnologías más extendidas son el ciclo combinado a gas natural y la energía eólica. Aunque el crecimiento en el parque de generación es casi nulo, no obstante la tecnología con mayor crecimiento sería la tecnología solar termoeléctrica con un incremento del 15% en 2013 con respecto al año anterior, aunque la potencia instala en el sistema eléctrico español de este tipo de tecnología todavía es reducida con 2.300 MW [3]

Potencia instalada a 31 de diciembre

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 13/12	MW	% 13/12	MW	% 13/12
Hidráulica	17.765	0,0	1	0,0	17.766	0,0
Nuclear	7.866	0,0	-	-	7.866	0,0
Carbón ⁽¹⁾	11.131	0,2	510	0,0	11.641	0,2
Fuel/gas	520	0,0	2.979	2,4	3.498	2,0
Ciclo combinado	25.353	0,0	1.854	0,0	27.206	0,0
Régimen ordinario	62.635	0,0	5.343	1,3	67.978	0,1
Hidráulica	2.057	0,7	0,5	0,0	2.058	0,7
Eólica	22.746	0,8	153	3,1	22.900	0,8
Solar fotovoltaica	4.438	3,3	244	1,5	4.681	3,2
Solar termoeléctrica	2.300	15,0	-	-	2.300	15,0
Térmica renovable	979	2,7	5	61,6	984	2,9
Térmica no renovable	7.127	-1,6	121	0,0	7.248	-1,5
Régimen especial	39.646	1,4	524	2,0	40.170	1,4
Total	102.281	0,5	5.867	1,4	108.148	0,6

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás).

Figura 11. Potencia instalada a 31 de diciembre de 2013. Fuente: REE¹⁴

¹⁴ Datos según el informe anual de Red Eléctrica de España (2013).

4. MERCADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Con la Ley del sector eléctrico Ley 54/1997, el 1 de enero de 1998, comenzó la liberalización del sistema eléctrico peninsular y se puso en marcha el mercado diario de electricidad, o "pool" de electricidad.

En este trabajo se explicará el mercado mayorista y el mercado de servicios complementarios.

4.1. MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.

En este mercado se negocia la energía eléctrica en grandes cantidades. La compra venta de energía se realiza directamente mediante contratos bilaterales o en una bolsa de energía o pool (sistema de casación de ofertas de generación y demanda).

El operador de mercado (OMEL) realiza una sesión diaria de subasta de energía, mediante un sistema de casación de ofertas, a esta sesión se le denomina mercado diario.

	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Subastas suministro de último recurso (CESUR)	OMEL	Contratos financieros	
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado del día anterior	OMEL	Energía horaria	Mercado diario
	Mercado de Restricciones	REE	Opciones sobre energía a subir y bajar	Mercados de corto plazo
	Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Terciaria Reserva Potencia Subir	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
Día del despacho (D)	Intradiarios	OMEL	Energía Horaria	
	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real	REE	Energía a subir y bajar	

Figura 12. Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Fuente: www.energiaysociedad.es¹⁵

Dentro de las 24 horas del momento del traspaso de la energía, se pueden encajar ajustes, como resultado de faltas de suposición de demanda o incidentes en la generación, para ello asisten a los denominados mercados intradiarios.

Inclusive, unas escasas horas y hasta minutos antes de que la energía sea generada, los generadores y los compradores brindan una sucesión de servicios al sistema para ajustar sus programas y que sean gestionados por el operador de sistema [4] [5]

¹⁵ <http://www.energiaysociedad.es/ficha/el-mercado-mayorista>

4.1.1. MERCADO DIARIO.

Este mercado tiene por objetivo efectuar las transacciones de energía eléctrica para el siguiente día a su casación realizando subastas horarias con la exposición de ofertas de compra y venta de energía eléctrica mediante de los agentes del mercado.

Estas ofertas de venta pueden ser simples o complejas, dependiendo de su contenido. Tanto los proveedores como los compradores en el mercado de producción de electricidad solo podrán presentar una oferta para un día previsto y una venta o adquisición.

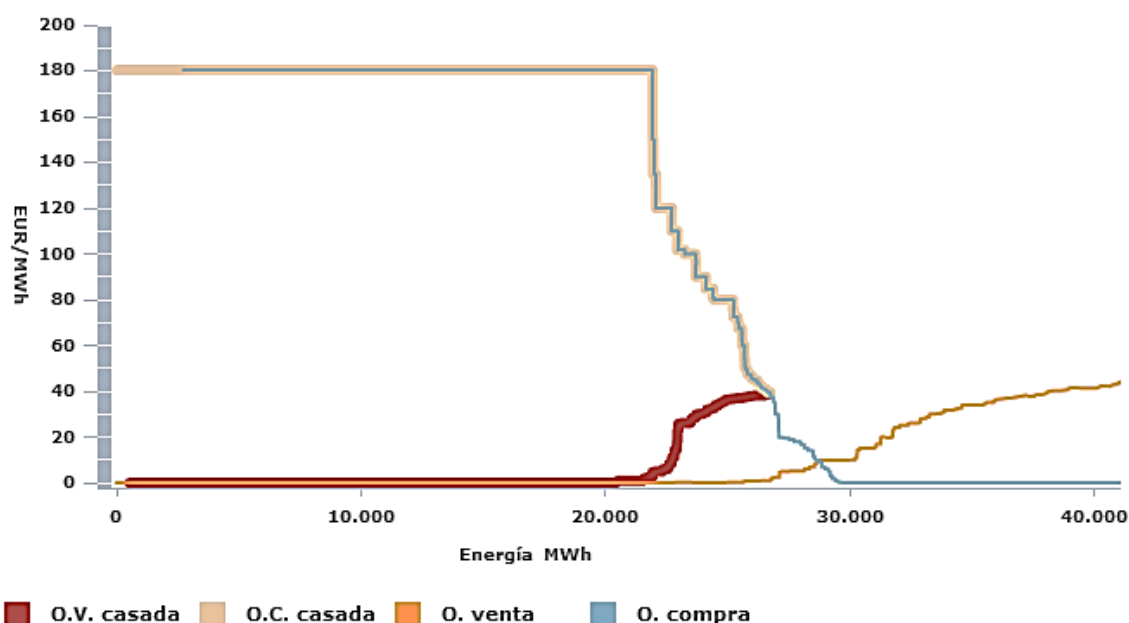


Figura 13. Curvas agregadas de oferta y demanda. Fuente: OMIE.¹⁶

En la figura 13 se observa un ejemplo de casación por el mercado diario. La curva naranja constituye la curva de oferta sin aplicar las condiciones complejas, la curva azul simboliza la curva de demanda y la curva roja son las oferta aplicadas las condiciones complejas y con la eliminación de algunas de las ofertas , de la intersección de la curva roja con la curva roja se obtendría el precio final para esa hora o precio marginal, se observa una disminución del volumen de energía casada y un incremento del precio de casación con respecto al resultado de la casación con ofertas simples.

En el caso de las renovables (eólica, fotovoltaica y termo solar), están obligadas a ir al mercado si quieren vender su producción y aceptan el precio resultante. Ya que están preservadas por los sistemas de retribución [4] [5] [6] [7]

¹⁶ <http://www.omie.es>

4.1.2. MERCADOS INTRADIARIOS.

Este mercado consiste en seis sesiones añadidas al mercado diario, para solucionar ajustes necesarios por el operador del sistema como resultado de errores de previsión de la demanda o sucesos en grupos de generación.

El programa proveniente de las sesiones del mercado intradiarios, debe garantizar la consecución de criterios de seguridad del sistema, promovidos por el Operador del sistema, alcanzando el programa horario de funcionamiento.

4.1.3. SERVICIOS DE AJUSTE.

Conjunto de mecanismos del operador del sistema para adaptar los programas de producción de energía a la resolución del mercado diario e intradiarios y poder garantizar las condiciones de calidad y seguridad del suministro de la energía eléctrica.

Estos servicios de ajuste están formados por la resolución de restricciones técnicas del sistema, servicios complementarios y el proceso de gestión de desvíos. [5] [6] [7] [8]

5. LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.

En el año 1979 el Gobierno español empezó con un programa de investigación para el aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad, con un aerogenerador de 100 kW. Entre los años 1981 y 1986 surgieron experiencias financiadas por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo para la creación de un nuevo sector industrial fundado en aerogeneradores de pequeño y medio tamaño (de 20 kW a 500 kW).

En 1986 se publicó el Plan de Energías Renovables (PER) que enmarcó los primeros fundamentos regulatorios de los primeros parques eólicos.

En 1988 se aprobó otro PER que instituyó criterios en los aspectos de producción, seguridad y calidad para optar a retribuciones para el desarrollo tecnológico en el sector de la generación eólica.

La evolución de la tecnología de generación eólica en el territorio nacional creció y en 1990 había cuatro parques eólicos, que serían los orígenes de los modernos parques eólicos de la actualidad.

A partir de los años 90 España se aventuró de forma decidida por el desarrollo de la energía eólica, con la finalidad de reducir la dependencia de los recursos energéticos de terceros países y reducir las emisiones de efecto invernadero derivados de la generación eléctrica en centrales que utilizaban combustibles fósiles, principalmente el CO₂, por el impacto que está teniendo sobre el clima global.

En 2005 el Gobierno aprobó otro Plan de Energías Renovables para alcanzar el objetivo implantando de la Unión Europea, para el año 2020 el 20% de la generación eléctrica debía ser a partir de energías renovables. Este objetivo supone que en España el 29,4% de la producción de energía eléctrica debía ser con fuentes de energías renovables, y que para la eólica una potencia instalada de 20.155 MW instalados en 2010.

En el 2008 la potencia acumulada en el parque eólico español ya era de 16.740 MW, impulsado por el Real Decreto 661 del 2007 que acrecentó la instalación de parques eólicos ya que aquellas instalaciones en funcionamiento antes del 2008 tendrían una retribución muy favorable.

A finales del 2009 se alcanzó el objetivo fijado por el Plan de Energías Renovables de alcanzar los 20.155 MW de potencia instalada para la energía eólica.

A partir de 2010, el crecimiento se vio frenado, siendo las causas el periodo de crisis existente y la incertidumbre sobre la retribución a la generación eólica para los años futuros.

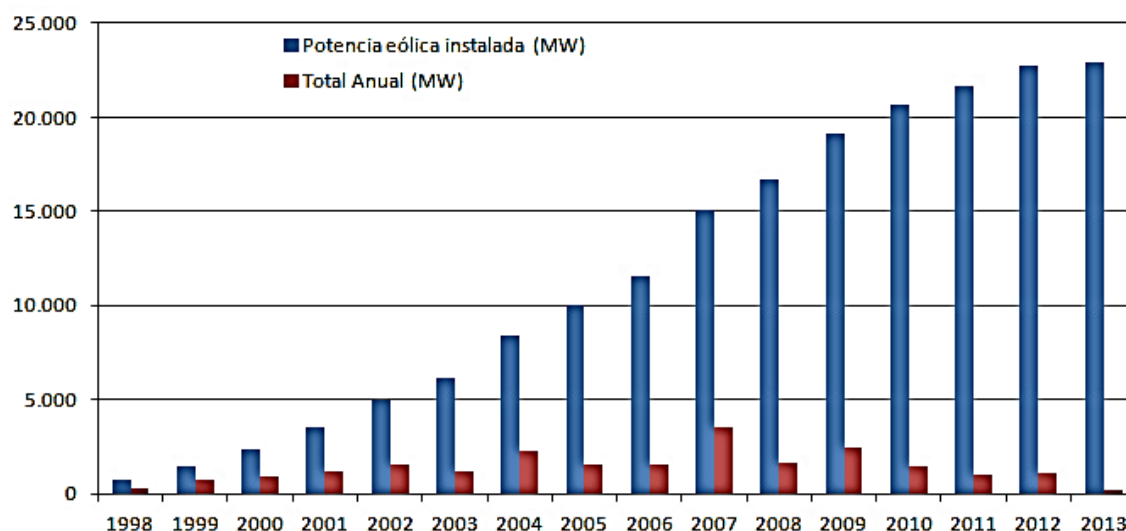


Figura 14. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2013. Fuente: AEE¹⁷

En la figura 14, que presenta la evolución de potencia eólica instalada en el sistema eléctrico, se observa que a partir del año 2010 disminuye el crecimiento, hasta llegar a datos del 2013 en el que el crecimiento de la potencia instalada con respecto al año anterior ha sido casi nulo.

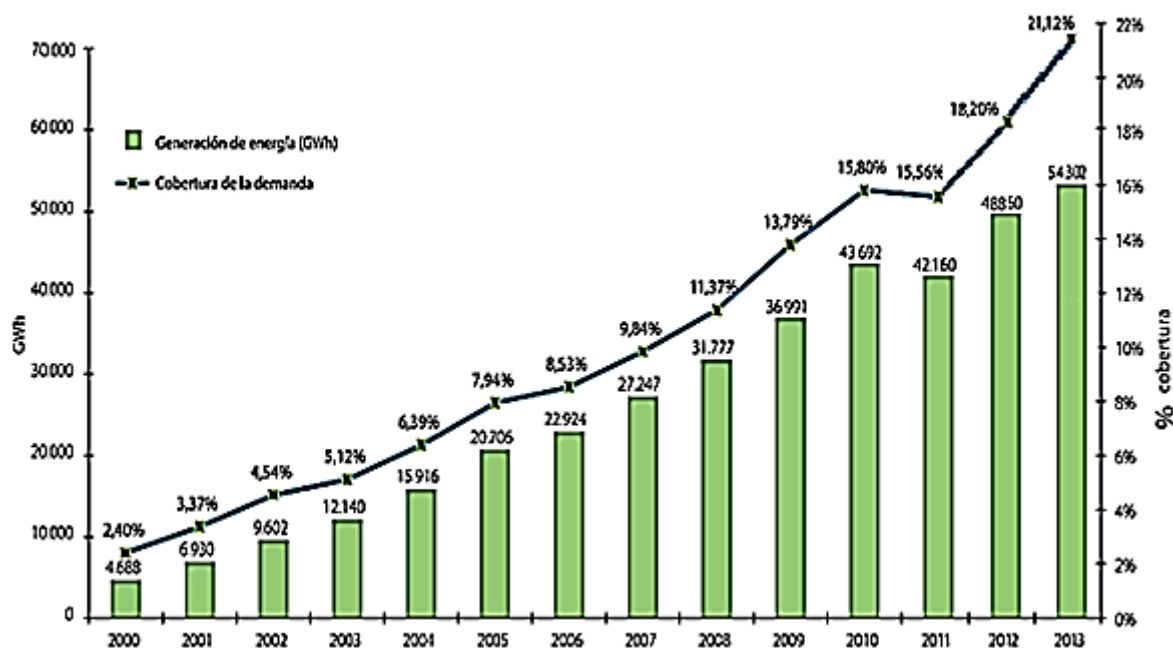


Figura 15. Generación y porcentaje de cobertura de la demanda en España de energía eólica. Fuente: REE¹⁸

¹⁷ <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/potencia-instalada/>

¹⁸ Actualizado de Red Eléctrica de España, Informes Anuales del Sistema Eléctrico Español.

La figura 15 presenta la evolución de la producción eólica en España durante los últimos 14 años. Se observa un aumento progresivo tanto de potencia generada como en la cobertura de demanda.

Por primera vez en 2013 la energía eólica sería la primera tecnología del sistema eléctrico en contribuir a la cobertura de la demanda, el día 6 de febrero del 2013 se produjo un máximo histórico con 16.500 MW de potencia instantánea, siendo el 61,06% de la demanda peninsular. [3] [9] [10]

5.1. TECNOLOGÍA.

El principio de funcionamiento de un aerogenerador es el siguiente, cuando hace viento y éste incide sobre las palas del aerogenerador, se desarrolla una fuerza que hace girar las palas a una cierta velocidad que se transmite a un generador que convierte esta energía cinética en energía eléctrica.

La potencia del aerogenerador se puede expresar como:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta$$

Siendo:

P :	Potencia aerogenerador, expresado en W .
ρ :	Densidad del aire, expresado en kg/m^3 .
A	Área circular formada por las palas del aerogenerador, expresado en m^2 -
V	Velocidad del viento, expresado en m/s .
C_p	Coefficiente del aerogenerador, valores entre 0 y 0,5926 (límite de Betz) ¹⁹ .
η	Rendimiento del aerogenerador, en función de pérdidas mecánicas y eléctricas.

¹⁹ Existe un límite de rendimiento de la obtención de recurso eólico, llamado límite de Betz, "Una turbina eólica puede convertir en energía mecánica como máximo un 59,26% de la energía cinética del viento que incide sobre ella".

Se define factor de capacidad o factor de carga como la proporción entre la energía generada en un año (8760 horas) con la generación óptima (producción continua durante el año a potencia nominal).

$$FC = \frac{E_i}{P_n \cdot HA}$$

Siendo:

FC :	Factor de carga, no tiene unidades (adimensional).
E_i :	Energía generada en el año i , expresado en MWh .
P_n :	Potencia nominal del aerogenerador, expresado en MW .
HA	Horas que tiene un año: 8760 horas/año.

Este factor de capacidad suele estar en torno a 0,2 y 0,3 para parques eólicos.

También se define número de horas equivalentes, que indica el número de horas de funcionamiento a plena carga (potencia nominal) para generar la cantidad de energía que se ha vertido a la red.

$$NHE = \frac{E_i}{P_n}$$

Siendo:

NHE	Número de horas equivalentes, expresado en horas.
E_i :	Energía generada en el año i , expresado en MWh .
P_n :	Potencia nominal del aerogenerador, expresado en MW .

Los mejores emplazamientos eólicos ocupados en España registran una media de funcionamiento entre 2.000 y 2.500 horas equivalentes anuales.

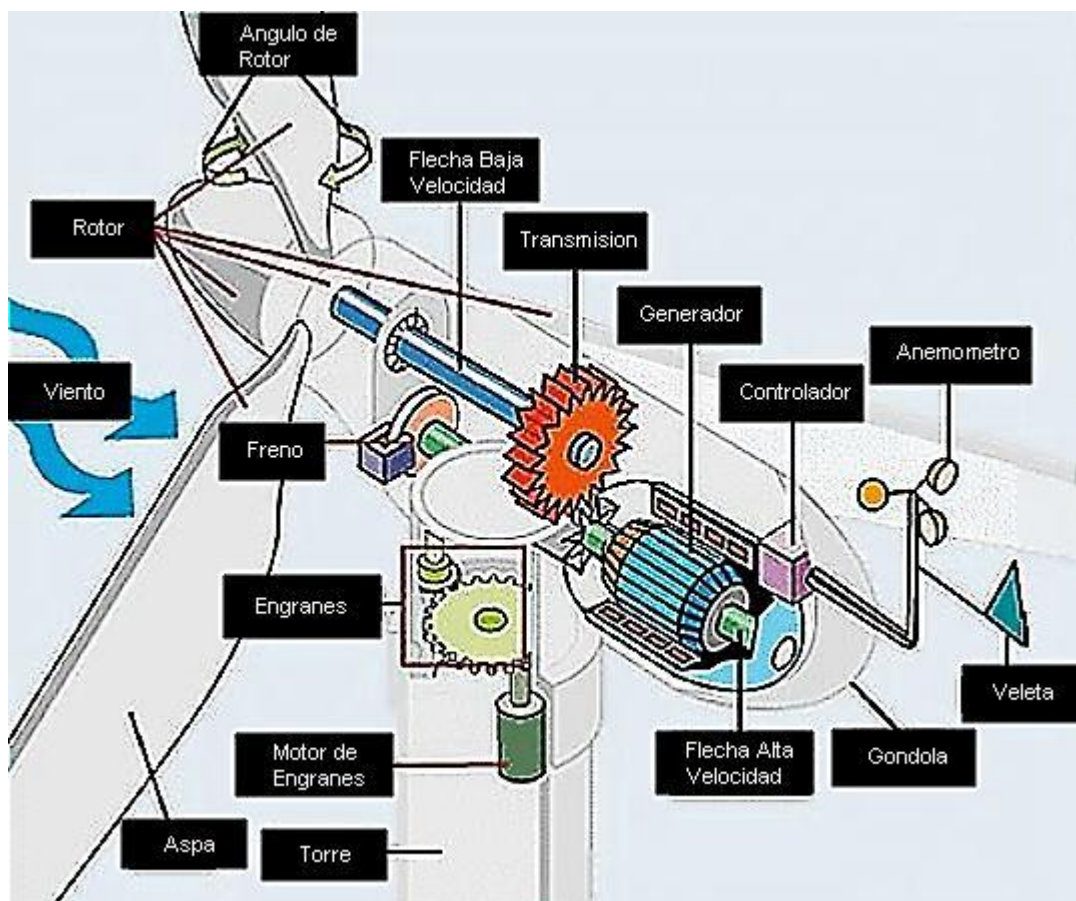


Figura 16. Partes básicas de un aerogenerador. Fuente: www.panelessolarescaseros.net²⁰

La figura 16 muestra los distintos componentes que constituyen un aerogenerador.

En este proceso de conversión de la energía cinética del viento a energía eléctrica interviene basicamente los siguientes elementos:

-Palas de rotor: Elementos que convierten la energía cinética del viento en la energía mecánica. Estas palas estan diseñadas para capturar la mayor cantidad de viento posible, disponen de varios sistemas de control para optimizar el ángulo de incidencia de las palas con el fin de intervenir en el caso de que los vientos cambien. El diámetro del conjunto de las palas del rotor pueden llegar a alcanzar los 150 metros.

-Flecha baja de velocidad y transmisión: transmite la potencia mecánica desarrollada en las palas del rotor amplificando la velocidad de giro.

-Generador: convierte la energía mecánica en energía eléctrica, con componentes electrónicos para controlar la generación eléctrica y acondicionarla a la frecuencia de la red. Potencias que pueden alcanzar hasta los 6 MW.

²⁰ <http://panelessolarescaseros.net/wp-content/uploads/2012/01/Aerogenerador-componentes.jpg>

-Góndola: encubre y protege a todos los elementos de generación.

-Veleta y anemómetro: dirige al aerogenerador y mide la velocidad para obtener la máxima energía del viento, tiene un controlador para accionar el motor de engranajes que se sitúa entre la torre y la góndola para orientar el aerogenerador.

-Torre: soporta todas las partes del generador. Compuesta por secciones de 20 a 30 metros para dar una torre de una altura total de 100 metros de media.

El diseño de la vida útil del aerogenerador y de sus componentes esta, por norma general, entorno a 20 años.

Estos aerogeneradores estan agrupados en parques eólicos, que vienen a constituir parques con una potencia total de hasta 50 MW. [11] [12]

5.2. COSTES ENERGIA EÓLICA.

Los costes de una instalación eólica se pueden clasificar en costes de inversión y costes de explotación.

5.2.1. COSTES DE INVERSIÓN.

Los costes de inversión son aquellos destinados a la creación de infraestructuras, a la creación o adquisición de bienes necesarios para el funcionamiento de los servicios y aquellos otros gastos que tengan carácter de amortizables.

Los costes de inversión incluyen:

- Los aerogeneradores, son los mayores costes en las instalaciones de energía eólica.
- Los costes de ingeniería y dirección de obra que incluyen las cimentaciones, transformadores (necesarios para la conversión de la electricidad de baja tensión de la turbina a alta tensión para la red eléctrica de transporte o distribución), conexión de telecomunicaciones para el control remoto y los costes de cableado.
- Los costes de obra civil, construcción de vías necesarias para transportar los elementos de la instalación hasta su lugar de construcción.

A continuación se expone los costes de inversión para una instalación de 8 MW de potencia instalada en el año 2013²¹.

²¹http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
 Análisis y evaluación de la propuesta por la que se revisa la regulación asociada a la retribución de la tecnología de generación de electricidad eólica

COSTES DE INVERSIÓN					
Aerogeneradores (k€/MW)	Instalación eléctrica (k€/MW)	Subestación y conexión (k€/MW)	Obra civil (k€/MW)	Promoción (k€/MW)	TOTAL (k€/MW)
740	60	180	90	20	1090

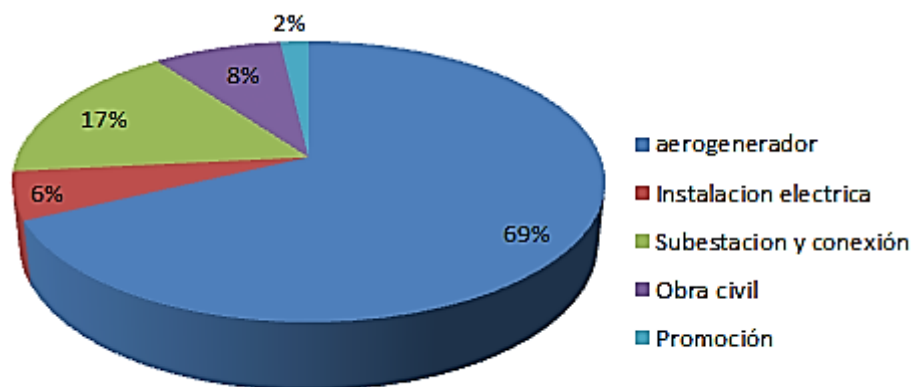


Figura 17. Costes de inversión de un parque eólico. Fuente: IDAE²².

En la figura se observa el desglose de los costes de inversión de un parque eólico, siendo los costes más altos los aerogeneradores con una notable diferencia del resto de los costes de inversión.

5.2.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN.

Comprendiendo estos costes como los referentes a operación, mantenimiento, gestión, administración y alquiler de terrenos de la instalación eólica.

A continuación se expone los costes de explotación para una instalación de 8 MW de potencia instalada en el año 2013 y con una vida útil de 20 años.

COSTES DE EXPLOTACIÓN					
Operación y mantenimiento de aerogeneradores (k€/MW)	Operación y mantenimiento de instalación eléctrica (k€/MW)	Alquiler (k€/MW)	Seguros (k€/MW)	Tasas y otros (k€/MW)	TOTAL (k€/MW)
30	5	10	5	10	60

²²http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
 Análisis y evaluación de la propuesta por la que se revisa la regulación asociada a la retribución de la tecnología de generación de electricidad eólica

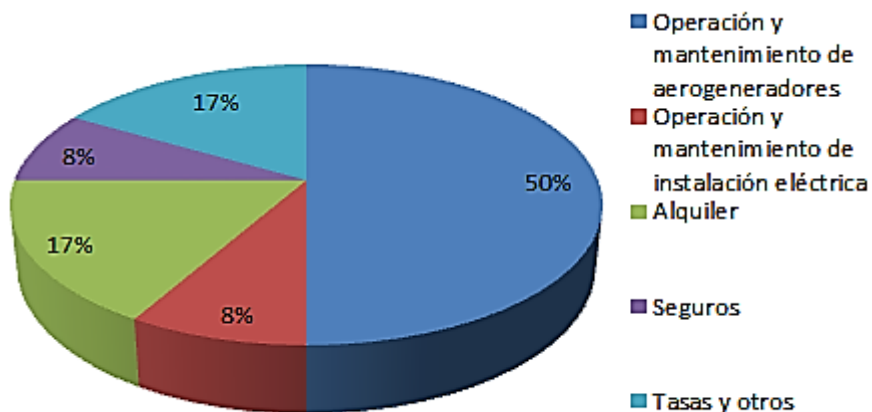


Figura 18. Costes de explotación de un parque eólico Fuente: IDAE²³.

En la figura se observa el desglose de los costes de explotación de un parque eólico, siendo los costes más altos la operación y mantenimiento de los aerogeneradores con una notable diferencia del resto de los costes a la explotación. [13]

²³http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf
Análisis y evaluación de la propuesta por la que se revisa la regulación asociada a la retribución de la tecnología de generación de electricidad eólica

6. REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES.

El primer marco regulatorio de las energías renovables en España se promulgó en los años 80, con la Ley 82/1980, del 30 de diciembre, “sobre la conservación de la energía”, estableciendo incentivos y/o subvenciones para potenciar las energías renovables.

En 1985 el gobierno apuesta por las energías renovables con el Real Decreto 916/85 con el que apoya la instalación y ampliación de la mini hidráulica.

En 1994 el gobierno establece el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Tras el ingreso de España en la Unión Europea, en 1997 se establece una estrategia y un plan de acción comunitario denominado Libro Blanco, cuyo objetivo para 2010 sería que el 12% del consumo de energía primaria y el 22,1% del consumo eléctrico debe ser suministrado a partir de fuentes de energía renovables.

A partir de entonces se implantan tres marcos regulatorios:

Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Estableciendo clasificación por tipo y tamaño de instalaciones que pueden acogerse al régimen especial (generación de energía eléctrica procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración.), establece las condiciones de conexión y entrega de energía a la red, fija un régimen económico de energía en el mercado de producción más una prima correspondiente y un complemento por energía reactiva.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de energía eléctrica en régimen especial. Facilitando la relación de los promotores con las administraciones públicas, simplificando las modalidades de venta de energía, implantando un procedimiento para el cálculo y liquidación de desvíos, y el establecimiento régimen económico basado en tarifas reguladas, primas e incentivos.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que será la directiva básica por la cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen especial para los siguientes años. Que se explicará en el siguiente apartado.

En 2009, el Parlamento Europeo fija un nuevo objetivo para los años 2011-2020, en el que los Estados miembros se compromete a reducir para el 2020 el consumo de energía en un 20%, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% y promover las energías renovables para que el 20% de la energía consumida será de origen renovable. [10]

6.1. REAL DECRETO 661/2007, POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, es la directiva básica por la que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables dentro del conjunto englobado como régimen especial. Este Real Decreto tiene por objeto:

- a) Establecer el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica para la clasificación de régimen especial.
- b) La determinación de una prima complementaria a aquellas instalaciones con potencia superior a 50 MW.

La clasificación de las energías renovables estaría dentro de los siguientes grupos de la clasificación del Real Decreto:

- Grupo b.1: Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar.
 - Subgrupo b.1.1: Instalaciones que utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.
 - Subgrupo b.1.2: Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.
- Grupo b.2: Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía eólica.
 - Subgrupo b.2.1: Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.
 - Subgrupo b.2.2: Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.
- Grupo b.3: Instalaciones que utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, mareas, rocas calientes y secas, el océano térmico y la energía de las corrientes marinas.
- Grupo b.4: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.
- Grupo b.5: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

- Grupo b.6: Centrales que utilicen como combustible biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes
- Grupo b.7: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados.
- Grupo b.8: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales.

Las obligaciones de los productores de energías renovables deberán entregar la energía en condiciones técnicas adecuadas, para no causar perturbaciones en el funcionamiento del sistema.

Todas las instalaciones con potencias superior a 10 MW deben estar inscritas a un centro de control. Las instalaciones de generación eólica están obligadas a cumplir los procedimientos para la respuesta frente a huecos de tensión.

Los productores de energías renovables que vendan su energía generada tendrán dos modelos de retribución:

a) Tarifa Regulada: transferir la electricidad producida al sistema mediante la red de transporte o distribución, percibiendo una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio y hora.

Esta tarifa regulada consiste en una cantidad fija que se determina en función de la categoría, potencia instalada y antigüedad de la instalación.

Las instalaciones de la clasificación desde la b.4 a b.8²⁴ podrán acogerse, a un régimen de discriminación horaria con los siguientes periodos:

²⁴ Grupo b.4: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW. Grupo b.5: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW. Grupo b.6: Centrales que utilicen como combustible biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes. Grupo b.7: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados. Grupo b.8: Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales.

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

Figura 19. Horas régimen discriminación horaria. Fuente RD 661/2007

La tarifa regulada, se calculará como el producto de la tarifa, aumentada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

b) Mercado más prima: Vender la electricidad participando en el mercado de producción de energía eléctrica, complementado por una prima en céntimos de euro por kilovatio y hora.

Esta prima será variable en función del precio del mercado de referencia, categoría de la instalación. También se establece unos límites máximo y mínimo para la suma del precio del mercado de referencia²⁵ más la prima de referencia.

Además, toda instalación acogida al régimen especial recibirá un complemento por energía reactiva, que se calculará a partir del factor de potencia de la producción. Con un factor de potencia menor o igual a 0,98 se penalizara un 3% de la energía activa, con un factor de potencia entre el 0,98 y el 0,995 no bonificara ni penalizara, y si el factor de potencia es mayor al 0,995 se bonificara con un 4% de la energía activa²⁶. [13]

6.2. LIMITACIONES EN RETRIBUCIONES.

Para racionalizar las retribuciones recibidas por el estado, se instauraron unos límites anuales de horas de generación equivalente por los cuales el productor no percibe prima o Tarifa (sólo lo adquirido en el mercado)²⁷.

$$\text{horas de operación} = \text{producción anual} / \text{potencia instalada}$$

Se precisa de un límite de horas por tecnología:

- Eólica: límite de 2.589 horas/año pero solo en los años en los que la media nacional supere las 2.350 horas (RD 1614/2010).

²⁵ El precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario.

²⁶ Penaliza 3% de la energía activa por 87,022 €/MWh, Bonifica 4% de la energía activa por 87,022 €/MWh, Este valor se actualiza cada año, siendo estos valores los reflejados para el año 2012.

²⁷ Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica.

- Solar fotovoltaica: según tipo de instalación y zona geográfica aplican distintas horas de operación (RD 14/2010).
- Termosolar: según tecnología de instalación emplean diferentes horas de operación (RD 1614/2010).

Posteriormente, a finales del año 2010 se propone con el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario²⁸ del sector eléctrico, incrementando el pago de peajes de acceso a la red de transporte y distribución las instalaciones para las instalaciones de producción de energías renovables.

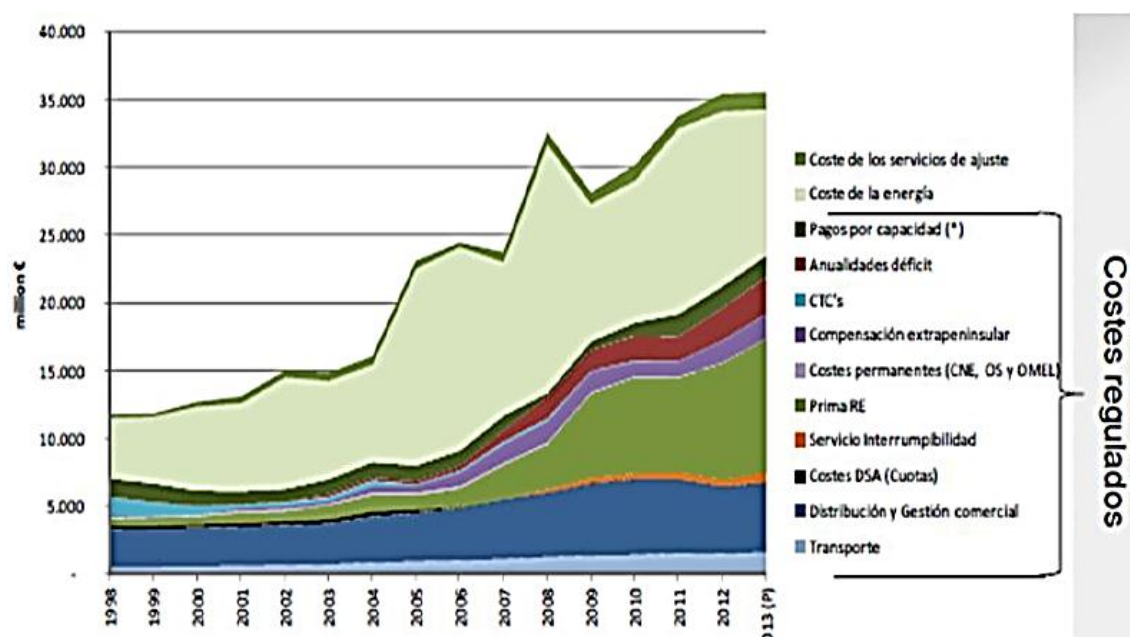


Figura 19. Evolución de los costes del sistema. Fuente UNEF

En la figura 19 se puede observar el incremento de los costes del sistema en los últimos años, este incremento se visualiza en el aumento de las primas a las energías renovables dentro del aumento de los costes regulados.

²⁸ Desfase entre ingresos y gastos del sistema eléctrico español.

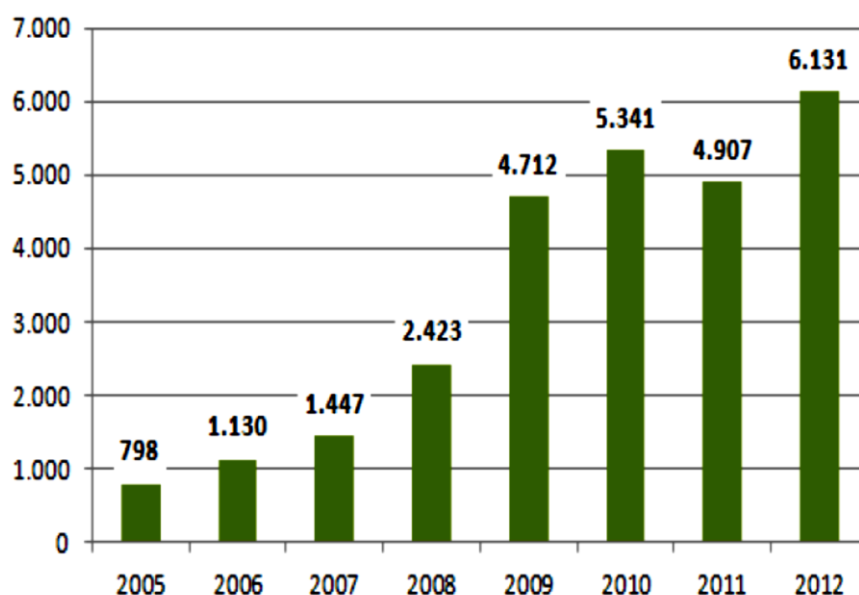


Figura 20. Evolución primas a las Energías Renovables. Fuente: UNEF

En esta figura 20 se observa el aumento continuado en las primas totales anuales a renovables, menos en el año 2011. Esta circunstancia de 2011 se ha producido por la disminución de la producción eólica, y la entrada en vigor de los límites a las tecnologías solar fotovoltaica y eólica que vieron limitadas las horas anuales con derecho a prima de estas instalaciones.

A comienzos del año 2012, el Gobierno publicó un nuevo Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, al ser superado con creces los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010. Por estos motivos surge una nueva legislación.

El 1 de Febrero del año 2013, el Gobierno publica el Real Decreto-ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Suprimiendo la prima a aquellas instalaciones de régimen especial que vendan energía producida en el mercado, quedando solo una tarifa regulada o la venta de electricidad en el mercado sin complemento a prima. [15]

7. EVOLUCIÓN DE RETRIBUCIÓN EN LA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE.

La retribución de la energía eólica comenzó de forma regulada en 1994 con el **Real Decreto 2366/1994**, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. Los componentes de los ingresos por venta de energía a la red son:

$$Retribución = [(PF \cdot Tp) + (Ec \cdot Te) \pm DH \pm ER] \cdot K_1 - AI$$

Siendo:

<i>PF</i> :	Factor de carga o potencia facturable, expresado en kW.
<i>Tp</i> ::	Término para potencia, 344 Ptas/kW y mes, 1,80 €/kW y mes.
<i>Ec</i> ::	Energía cedida , expresado en kWh
<i>Te</i> :	Término para energía, 11,47 Ptas/kWh, 0,06 €/kWh.
<i>DH</i> :	Complemento por discriminación horaria.
<i>ER</i> :	Complemento por reactiva.
<i>K₁</i> :	Coeficiente de costes.
<i>AI</i> :	Abono por incumplimiento de potencia.

En 1998 se establece el **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. En este Real Decreto ya se establece dos opciones de régimen económico diferenciado para la energía eólica, una tarifa fija o la participación en el mercado de la electricidad más una prima, con periodos regulatorios anuales.

- 1) Remuneración en tarifa fija a 11,02 Ptas/ kWh, 62,145 €/MWh.
- 2) Retribución por venta de energía en el mercado a través de ofertas gestionadas por OMEL y/o mediante contratación bilateral:

$$Retribución = Pm + Pr \pm ER$$

Siendo:

P_m : Precio medio del mercado

P_r : Prima de 5,26 Ptas/kWh, 26,548 €/MWh.

E_R : Complemento por reactiva o penalización por reactiva.

En 2004 se establece el **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se establece una tarifa regulada o una prima por la venta de energía en el mercado, en función de un porcentaje de una tarifa media o de referencia (a partir de ahora TMR) que para la energía eólica sería:

POTENCIA INSTALADA	TIPO	AÑOS DE PUESTA EN MARCHA		
		5 AÑOS (% TMR)	≥ 5 AÑOS Y < 15 AÑOS (% TMR)	≥ 15 AÑOS (% TMR)
< 5MW	TARIFA	90	90	90
	PRIMA	40	40	40
	INCENTIVO	10	10	10
< 5MW	TARIFA	90	85	80
	PRIMA	40	40	40
	INCENTIVO	10	10	10

Figura 21. Régimen económico del Real Decreto 436/2004.

En la figura se observa en que consiste el Real Decreto 436/2004, siendo para la tarifa regulada un porcentaje del TMR a lo largo de los años de la instalación, y para la opción de prima, un porcentaje inferior del TMR más un incentivo del 10% por participación en el mercado.

EVOLUCIÓN DEL TMR, TARIFA REGULADA, PRIMA E INCENTIVO				
AÑO	VALOR TMR (€/MWh)	TARIFA REGULADA EÓLICA (€/MWh)	PRIMA EÓLICA (€/MWh)	INCENTIVO (€/MWh)
2004	72,072	64,865	28,829	7,207
2005	73,304	65,974	29,322	7,330
2006	76,588	68,929	30,635	7,659
2007	77,644	69,880	31,058	7,764

Figura 22. Evolución del TMR, tarifa regulada, prima e incentivo, según RD 436/2004.

Además se establece los siguientes términos de régimen retributivo:

- Complemento por reactiva: Bonificación con porcentaje del TMR nunca superior al 8% (Media 4%) si el factor de potencia de la energía cedida fuera superior a 0.9.
- Complementos por huecos de tensión: Bonificación con un 5% del TMR.
- Penalización por desvíos: penalización por diferencias entre programa del mercado y la potencia generada, el coste de los desvíos de cada mes será el 10% del resultado de multiplicar el TMR por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hayan excedido las tolerancias fijadas.

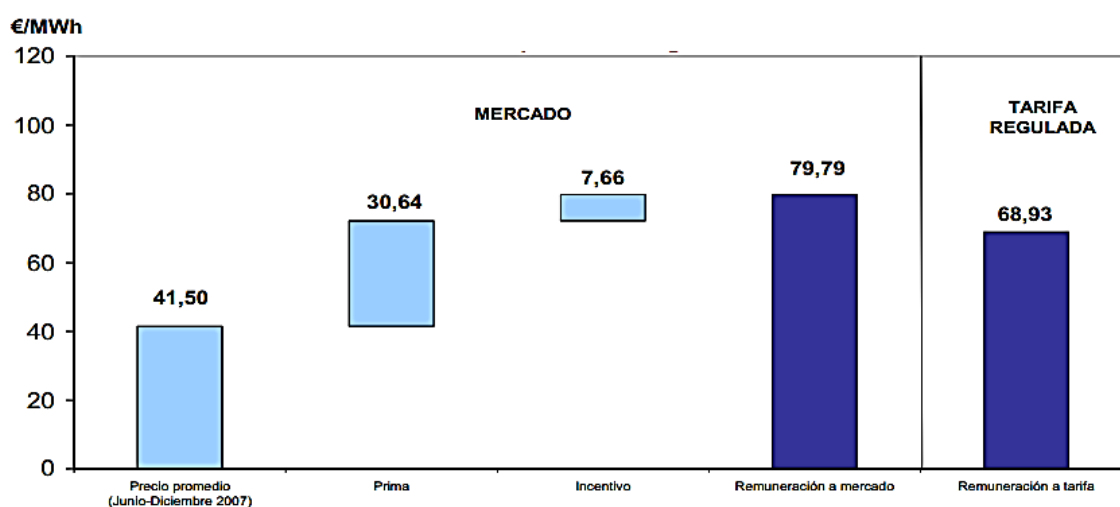


Figura 23. Ejemplo Desglose de remuneración eólica en 2007 según RD 436/2004. Fuente: AEE²⁹

En la figura 23 se observa un esquema con las dos formas de retribución, participación en el mercado (precio promedio, prima e incentivo por participación en el mercado) o tarifa regulada.

En 2007, se establece el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto deja elegir a las instalaciones existentes entre permanecer en el régimen del Real Decreto 436/2004 (explicado anteriormente) pero sin actualización del régimen retributivo o incorporarse al nuevo marco económico del 661/2007 con las siguientes características.

²⁹http://www.aeeolica.org/uploads/documents/NP_080111_Retribucion_energia_eolica_en_2007.pdf

Dos opciones de retribución:

- Tarifa regulada: Ofertas en el mercado a precio nulo, obteniendo una liquidación de la tarifa regulada fija para todos los periodos de programación más complementos:

ACTUALIZACIONES TARIFA REGULADA PARA RD 661/2007		
AÑO	TARIFA (€/MWh)	
	Primeros 20 años	A partir de los 20 años
2007	73,228	62,00
2008	75,681	63,250
2009	78,183	65,341
2010	77,471	64,746
2011	79,084	66,094
2012	81,270	67,921
2013	81,247	67,902

Figura 24. Actualizaciones tarifa regulada según RD 661/2007. Fuente: ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013.

- Participación en el mercado de la electricidad más prima: sistema de ofertas a precio libre en el mercado más una prima de referencia pero con unos límites, y más complementos. Actualizando estos importes anualmente. Según los límites de mercado la prima a percibir será según los siguientes casos:
 - Si el precio del mercado más la prima está entre los límites, el valor será la prima de referencia.
 - Si el precio del mercado más la prima es inferior o igual al límite inferior, la prima será la resta entre el límite inferior y el precio mercado.
 - Si el precio del mercado está entre límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima será la resta entre el límite superior y el precio del mercado.
 - Si el precio del mercado es superior o iguales al límite superior, no habrá prima.

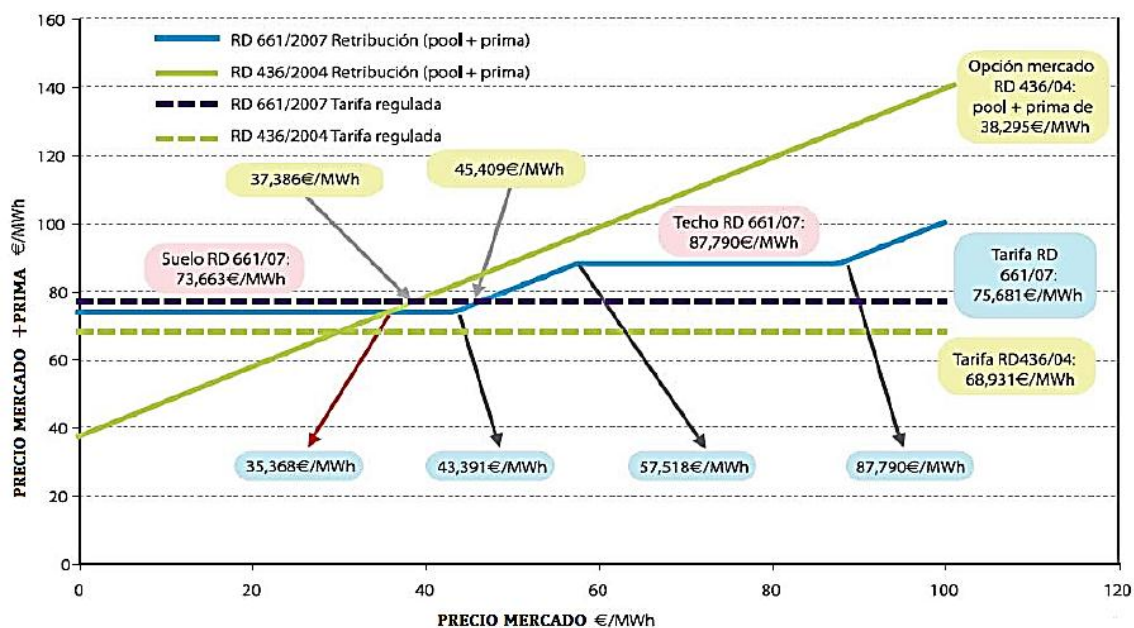


Figura 25. Comparación entre marcos retributivos RD 436/2004 y RD 661/2007 para el año 2008. Fuente: CNE³⁰

En la figura 25 se observa la comparación entre los marcos retributivos RD 436/2004 y RD 661/2007, según los tipos de tarifa regulada o precio de mercado más prima. Se visualiza como aumenta el valor de la tarifa regulada para el RD 661/2007, mientras que la opción de derecho a prima más precio de mercado establece un escalonamiento por la inclusión de los límites.

También se establece los siguientes términos de régimen económicos:

- Complemento por reactiva: Bonificación menor o igual a 6,28€/MWh (media de 3,14 €/MWh) si el factor de potencia de la energía cedida fuera superior a 0.9.
- Desvíos: coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación.
- Huecos de tensión: Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

³⁰<http://www.cne.es/cne/doc/energiasrenovables2007/SESSION%20E/Adjunto18%20RamonFiestasAEE.pt>

ACTUALIZACIONES DE PRIMAS Y LIMITES				
AÑO	PRIMA (€/MWh)	LIMITE SUPERIOR (€/MWh)	LIMITE INFERIOR (€/MWh)	REALES DECRETOS
2007	29,291	84,944	71,275	RD 661/2007
2008	30,272	87,790	73,663	
2009	31,273	96,92	76,098	
2010	30,988	89,866	75,405	
2011	20,142	91,737	76,975	RD 1614/2010
2012	20,142	94,273	79,103	
2013	0	-	-	RD 2/2013

Figura 26. Actualizaciones de primas y límites. Fuente: ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013.

Como se observa en la figura 26, en el año 2011 se reducen las primas en un 35% por el establecimiento del **Real Decreto 1614/2010**, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnología eólica.

También se establece en este Real Decreto: un límite máximo de horas con derecho a prima (2589 horas/año), la eliminación de bonificación por energía reactiva y se añade un coste por peaje de acceso a la red.

Asimismo se observa en esta figura que en el año 2013 se eliminan completamente las primas, solo pudiendo optar a las retribuciones por la participación en el mercado o una tarifa regulada por el establecimiento del **Real Decreto 2/2013**, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

También por el establecimiento de este Real Decreto se produce el incremento de los peajes de acceso a la red por el establecimiento.

A continuación se expone la evolución de la tarifa regulada, de las primas y del precio del mercado en los últimos años:

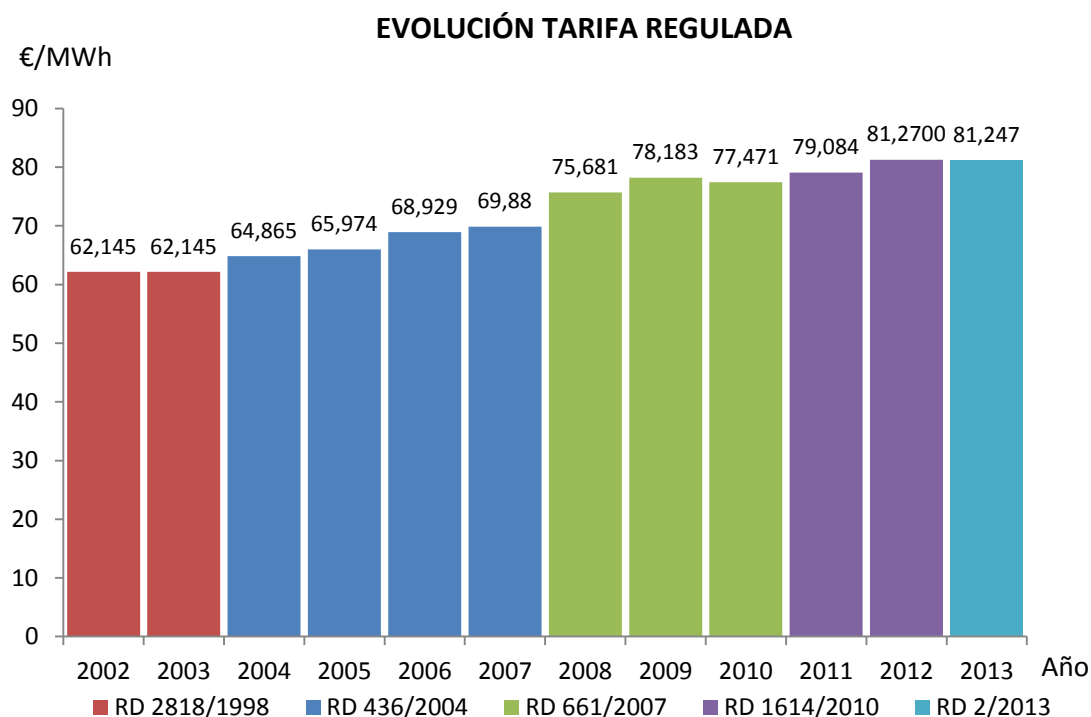


Figura 27. Evolución de la tarifa regulada en los últimos años³¹

En la figura 27, se observa el incremento de la tarifa regulada para la generación eólica, sobre todo entre los periodos de cambio del marco retributivo. A partir del 2010 se contempla una frenada en el crecimiento de la tarifa y un ligero descenso en el año 2013.

³¹ Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

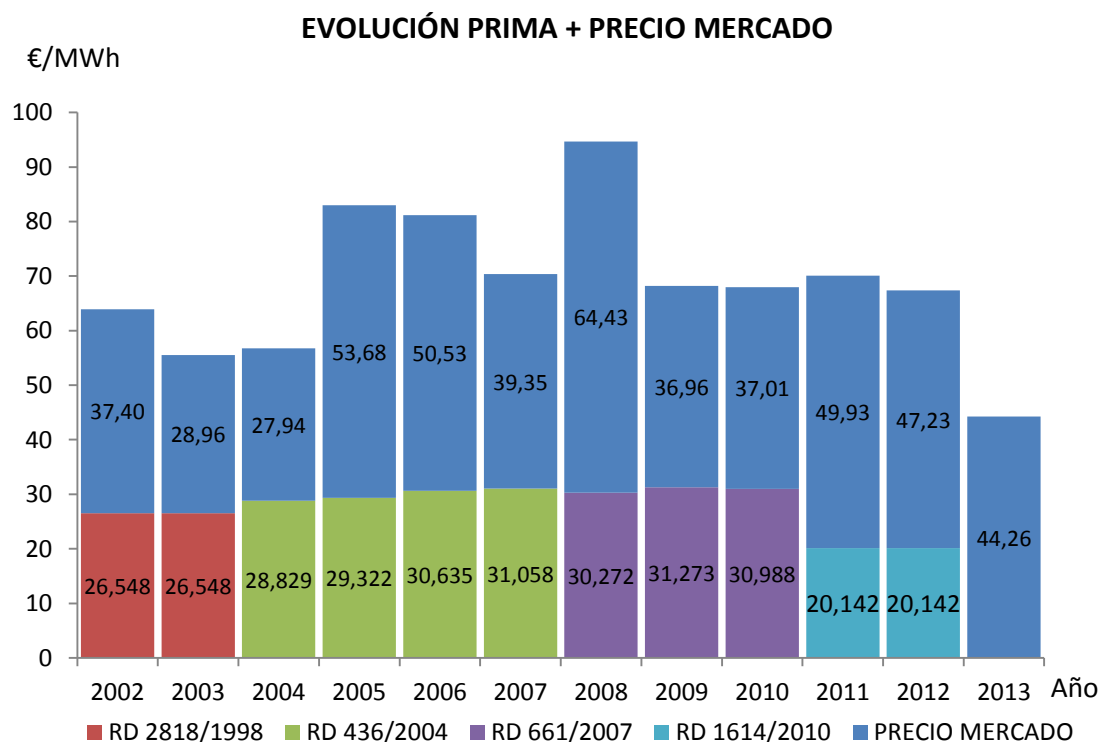


Figura 28. Evolución de la prima de referencia en los últimos años³².

En la figura 28 se observa los cambios de la retribución compuesta por prima más precio de mercado, se observa un crecimiento progresivo en las primas hasta el año 2011 donde con la entrada del Real Decreto 164/2010 se reducen. Las primas se eliminan completamente en el año 2013 con el Real decreto 2/2013. [13] [15] [16] [17] [18] [19]

³² Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

8. PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, situó las bases de un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

El 16 de julio se efectúa una propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Todas estas bases, además se declaran en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico.

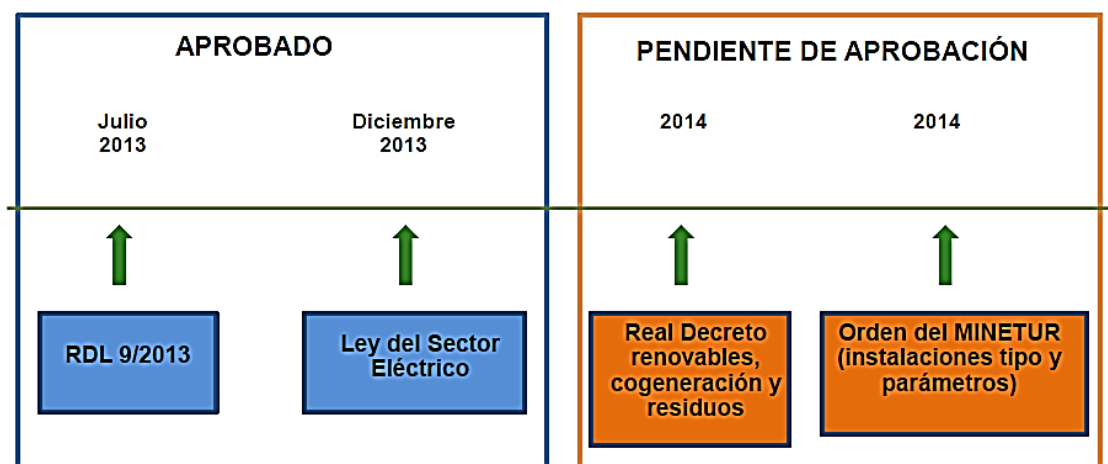


Figura 29. Estado del desarrollo normativo. Fuente: UNEF

Las nuevas normas pendientes de aprobación para las próximas fechas serían: Un Real Decreto de regulación de la actividad de producción energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos (**Real Decreto que ha sido aprobado el 6 de junio de 2014 y publicado el día 10 de junio**), y una orden que refleje las instalaciones tipo y sus parámetros.

8.1. PRINCIPIOS DEL NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO.

La actividad de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se asentará en los ingresos provenientes de la participación en el mercado, con una

retribución específica añadida que envuelva aquellos costes de inversión que no se recuperen en el mercado.

Dicha retribución se calculará sobre una instalación tipo a lo largo de su vida útil regulatoria, teniendo en cuenta:

- Los ingresos percibidos por la venta de energía generada y por los mecanismos retributivos específicos.
- Los ingresos futuros estimados por la venta de energía generada, valorando un precio estimado del mercado eléctrico.
- Los costes estándar de producción.
- El valor de la inversión inicial.

Las etapas regulatorias constituyen **periodos de 6 años y semiperiodos de 3 años**. En cada periodo se podrán actualizar las medidas retributivas y en cada semiperiodo se examinarán las estimaciones realizadas por los ingresos de la venta de energía en el mercado y de las horas de funcionamiento reguladas, actualizándose los parámetros retributivos en relación con las estimaciones del semiperiodo anterior.

Anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación estén ligados al precio de algún combustible.

La rentabilidad de proyecto de una instalación tipo girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio de las obligaciones del estado a 10 años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de junio del año anterior al inicio del periodo regulatorio, incrementado en 300 puntos básicos³³.

También se incluye una reorganización de las instrucciones administrativas³⁴:

- Eliminación de la diferencia entre régimen ordinario y régimen especial.
- Inscripción obligatoria al Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con inscripción previa y definitiva.
- Nuevo Registro de régimen retributivo específico con inscripción en estado de reasignación y en estado de explotación.

³³ Equivalente al 7,4% para el primer periodo regulatorio

³⁴ Para las instalaciones existentes la inscripción es automática, con posibilidad de solicitar una modificación.

Otros principios a tener en cuenta serían:

- Nueva obligación de modalidad de representación única y con mismo representante.
- Nueva definición de potencia instalada: Potencia pico para obligaciones de adscripción a centro de control, telemidas y potencia nominal para el cálculo de la retribución.
- Nuevas obligaciones de adscripción a centro de control de generación y de control del factor de potencia: 5 MW y 0,5 MW en territorios no peninsulares.

8.2. RÉGIMEN RETRIBUTIVO.

$$\text{Retribución operación}(\text{€}) = \text{Energía (MWh)} \cdot \text{Retribución por unidad de energía}(\text{€/MWh})$$

$$\text{Retribución inversión}(\text{€}) = \text{Potencia (MW)} \cdot \text{Retribución por unidad de potencia}(\text{€/MW})$$

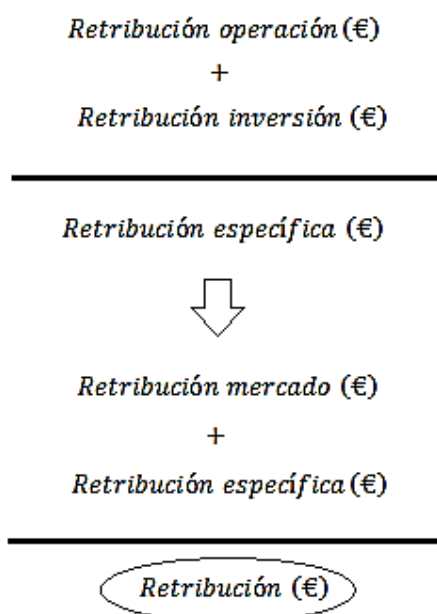


Figura 30. Esquema de régimen de retributivo.

Los ingresos de las instalaciones de régimen especial estarán constituidos por los ingresos procedentes de la venta de energía eléctrica en el mercado y los ingresos procedentes de un régimen retributivo específico. Este régimen retributivo específico estará compuesto por la retribución a la inversión y la retribución a la operación.

8.3. RETRIBUCIÓN VENTA DE ENERGÍA EN EL MERCADO.

La retribución por la venta de energía eléctrica se obtendrá por el precio en el mercado, pero con unos límites establecidos.

Esta propuesta establece dos límites superiores y dos límites inferiores, definidos por un precio estimado del mercado que será considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.

Límite superior 2	(LS2)	LS2>LS1
Límite superior 1	(LS1)	
Límite inferior 1	(LI1)	LI1>LI2
Límite inferior 2	(LI2)	

Figura 31. Límites del precio de mercado.

Si el precio medio anual del mercado supera estos límites, se generará un derecho de cobro o una obligación de pago. Este término se denomina **valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado**. Con estos límites del precio del mercado se podrían dar 5 casos:

1. Si el precio medio anual del mercado es superior a LS2, se crea una obligación de pago. Se devuelve al sistema el 100% de los “ingresos extra” por un precio de mercado elevado.

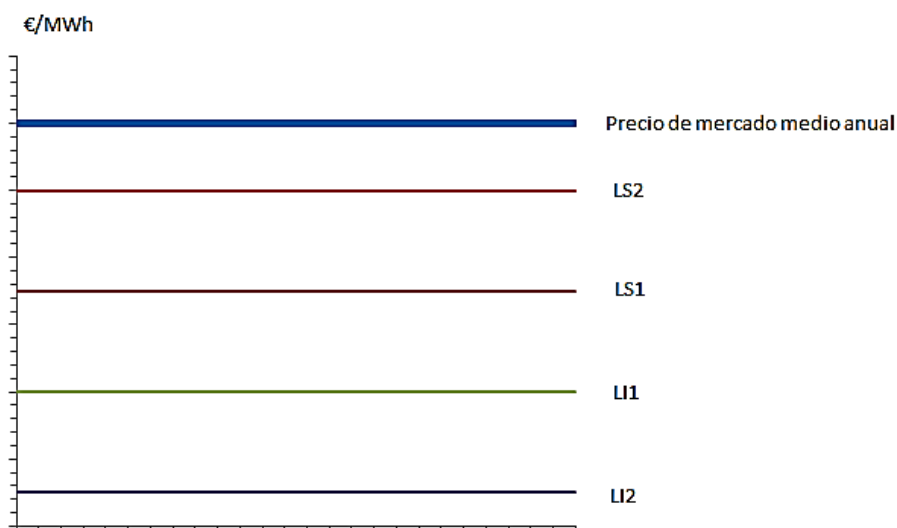


Figura 32. Límites del precio de mercado, caso 1.

$$Vajdm_i = Eg_i \cdot 0,5 \cdot (LS1 - LS2) + Eg_i \cdot (LS2 - Pm_i)$$

Siendo:

$Vajdm_i$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , expresado en €.

Eg_i : Energía en el año i , expresado en MWh.

Pm_i : Precio medio anual del mercado en el año i , expresado en €/MWh

Según la ecuación el valor de ajuste sería la mitad de la diferencia de los límites superiores más la diferencia del precio de mercado con el límite más alto, todo ello multiplicado por la energía generada, este valor de ajuste sería negativo³⁵.

2. Si el precio medio anual del mercado se sitúa entre LS1 y LS2, se genera una obligación de pago. Se devuelven al sistema el 50% de los “ingresos extra” por precio de mercado elevado.

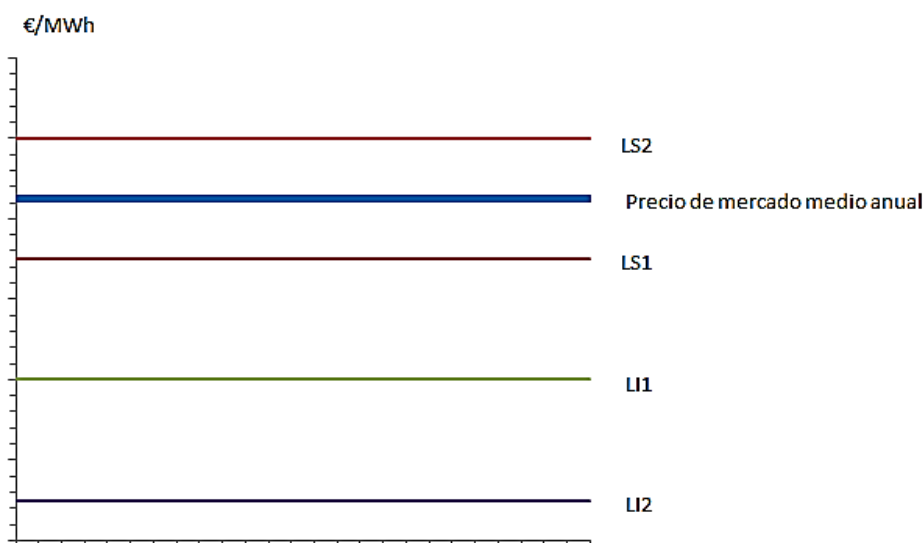


Figura 33. Límites del precio de mercado, caso 2

$$Vajdm_i = Eg_i \cdot 0,5 \cdot (LS1 - Pm_i)$$

³⁵ En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En vez de estar multiplicado por la energía generada, esta multiplicado por el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos, con la cual, el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado será en €/MW.

Siendo:

$Vajdm_i$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , expresado en €.

Eg_i : Energía generada en el año i , expresado en MWh.

Pm_i : Precio medio anual del mercado en el año i , expresado en €/MWh

Según la ecuación el valor de ajuste sería la mitad de la diferencia del límite superior inferior menos el precio de mercado, todo ello multiplicado por la energía generada³⁶; este valor de ajuste sería negativo.

3. Si el precio medio anual del mercado es mayor a LI1 y menor que LS1, no se generará ni obligación a pago ni bonificación.

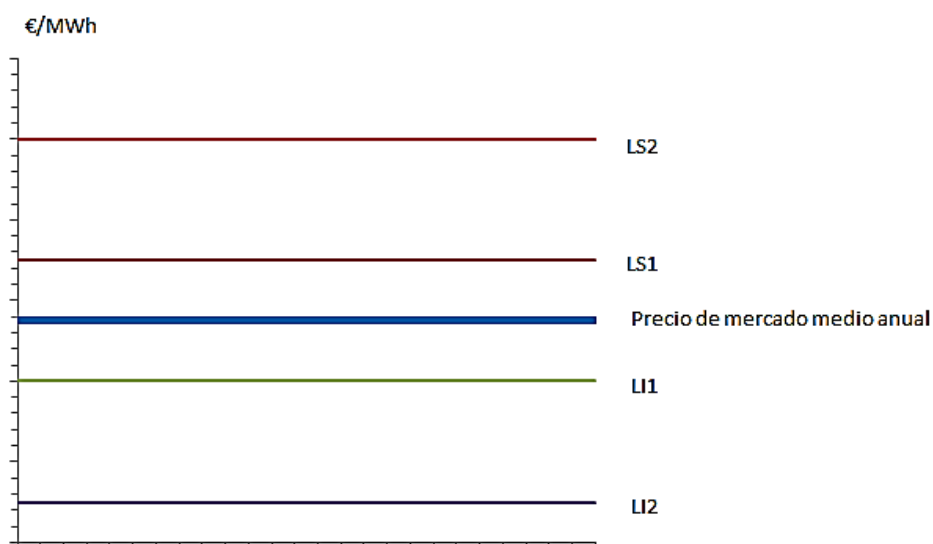


Figura 34. Límites del precio de mercado, caso 3.

$$Vajdm_i = 0$$

³⁶ En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En vez de estar multiplicado por la energía generada, esta multiplicado por el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos, con la cual, el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado será en €/MW.

Siendo:

$Vajdm_i$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , expresado en €.

El precio medio anual estaría entre los márgenes estimados de retribución por la venta de energía en el mercado; el valor de ajuste sería cero.

4. Si el precio medio anual del mercado está entre LI1 y LI2, se crea un derecho al cobro. Se cobrará del sistema el 50% de los “menores ingresos” por precio de mercado bajo.

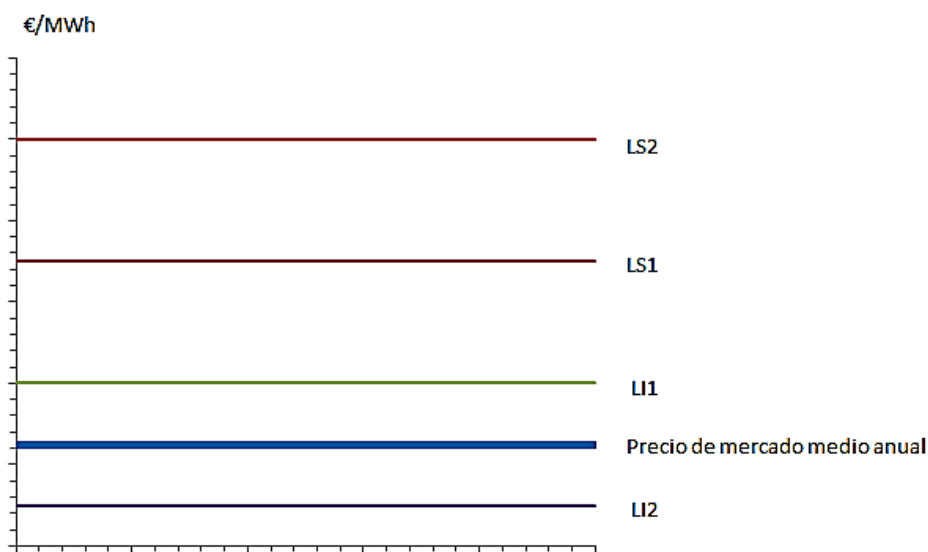


Figura 35. Límites del precio de mercado, caso 4.

$$Vajdm_i = Eg_i \cdot 0,5 \cdot (LI1 - Pm_i)$$

Siendo:

$Vajdm_i$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , expresado en €.

Eg_i : Energía generada en el año i , expresado en MWh.

Pm_i : Precio medio anual del mercado en el año i , expresado en €/MWh

Según la ecuación el valor de ajuste sería la mitad de la diferencia del límite inferior 1 con el precio medio anual del mercado, todo ello multiplicado por la energía generada³⁷; el valor de ajuste será positivo.

5. Si el precio medio anual del mercado diario es inferior a LI2, se generará un derecho al cobro. Se cobrará al sistema el 100% de los “menores ingresos” por precio de mercado bajo.

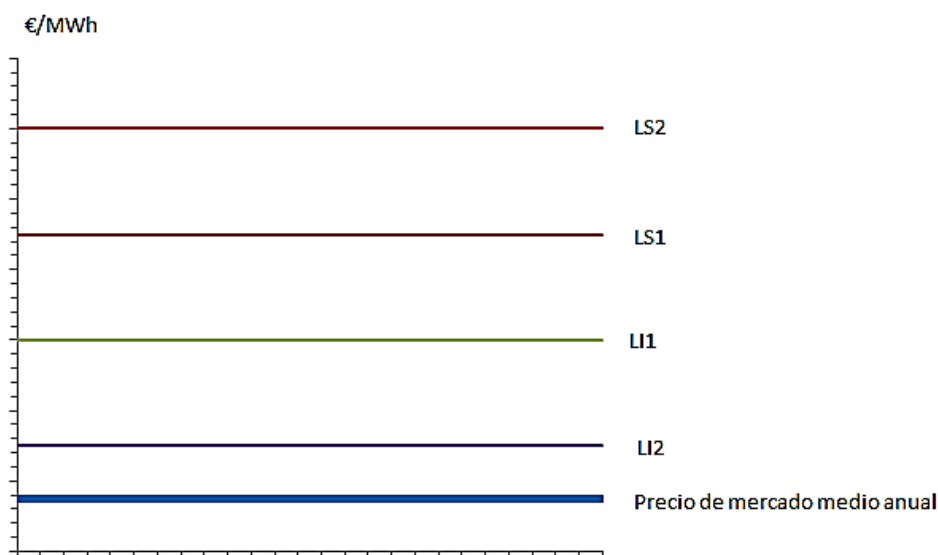


Figura 36. Límites del precio de mercado, caso 5.

$$Vajdm_i = Eg_i \cdot 0,5 \cdot (LI1 - LI2) + Eg_i \cdot (LI2 - Pm_i)$$

Siendo:

$Vajdm_i$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , expresado en €.

Eg_i : Energía en el año i , expresado en MWh.

Pm_i : Precio medio anual del mercado en el año i , expresado en €/MWh

³⁷ En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En vez de estar multiplicado por la energía generada, esta multiplicado por el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos, con la cual, el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado será en €/MW.

Según la ecuación el valor de ajuste sería la mitad de la diferencia de los límites inferiores más la diferencia del precio de mercado con el límite más bajo, todo ello multiplicado por la energía generada³⁸, el valor de ajuste sería positivo.

8.4. RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA.

Este Real Decreto podrá establecer regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables cuando exista una obligación de cumplimiento de los objetivos energéticos de directivas europeas o cuando suponga un descenso del coste energético y/o dependencia energética exterior.

$$Re_i = Rinv_i \cdot Pn + Ro_i \cdot Eg_i$$

Siendo:

Re_i : Retribución específica en el año i , expresado en €.

$Rinv_i$: Retribución a la inversión en el año i , para la instalación tipo por unidad de potencia, expresado en €/MW.

Pn : Potencia nominal de la instalación, expresado en MW, para la cual tiene reconocido el régimen retributivo específico.

Ro_i : Retribución a la operación en el año i , para la instalación tipo, expresada en €/MWh.

Eg_i : Energía en el año i , expresado en MWh.

La retribución específica se divide en dos términos, una retribución a la inversión por la potencia instalada y reconocida, y otra retribución a la operación por la energía generada.

³⁸ En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En vez de estar multiplicado por la energía generada, esta multiplicado por el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos, con la cual, el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado será en €/MW.

8.5. RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN.

La retribución a la inversión procura remunerar los procesos efectuados para la construcción y utilización de una instalación sin que pueda ser recuperada mediante la operación normal, es decir, solo con los ingresos de la venta de energía en el mercado.

$$Rinv_i = C \cdot VNA_j \frac{[TRF \cdot (1 + TRF)^{VR}]}{(1 + TRF)^{VR} - 1}$$

Siendo:

$Rinv_i$: Retribución a la inversión en el año i para la instalación tipo por unidad de potencia, expresado en €/MW.

C : Coeficiente de ajuste de instalación tipo.

VNA_j : Valor neto del activo al comienzo del semiperiodo j , expresado en €/MW.

VR : Vida residual regulatoria³⁹, expresado en años.

VU : Vida útil regulatoria, expresada en años.

TRF : Tasa de retribución financiera⁴⁰, expresada en tanto por uno.

Según la ecuación, sería una retribución proporcional al valor neto actualizado de la instalación por un coeficiente de ajuste según el tipo de instalación y en función de la tasa de retribución a lo largo de la vida útil. (La tasa de retribución financiera se denomina tasa de actualización en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio)

³⁹ Calculada como la vida útil regulatoria (VU) menos el número de años que han transcurrido desde el año del acta de explotación definitiva hasta el año de inicio del semiperiodo regulatorio j .

⁴⁰ Tomará como valor el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los veinticuatro meses previos al mes de junio del año anterior al de inicio del periodo regulatorio, incrementado en 300 puntos básicos. En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, será calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los veinticuatro meses previos al mes de **mayo** del año anterior al de inicio del periodo regulatorio.

Para tener derecho a la retribución a la inversión, habrá que cumplir que el número de funcionamiento sea superior al número de horas equivalentes mínimo que se establezca.

Para establecer el valor de la inversión a retribuir, se distingue:

- a) Instalaciones existentes al empezar el periodo regulatorio:
 - 1. Instalaciones anteriores a la publicación del Real Decreto:

$$VNA_j = \left[VI \cdot (1 + TRF)^p - \sum_{i=1}^p (Ing_i - Cexp_i) \cdot (1 + TRF)^{p-1} \right]$$

Siendo:

VNA_j : Valor neto del activo de la instalación tipo en el primer años del semiperiodo regulatorio j , expresado en €/MW.

VI : Valor de la inversión inicial de la instalación tipo, expresado en €/MW.

TRF : Taras de retribución financiera¹⁴ expresada en tanto por uno.

p : Número de años desde el año de autorización de explotación definitiva de la instalación tipo hasta el año para del cálculo el valor neto del activo.

Ing_i : Ingreso total medio por unidad de potencia percibido en el año i , expresado en €/MW.

$Cexp_i$: Estimación del coste de explotación en el año i , expresado en €/MW.

Se considerará el valor del neto activo a la resta entre el valor inicial del activo menos el valor actual neto del beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA) de la instalación tipo desde la puesta en marcha.

El valor actual neto del beneficio es el sumatorio de la diferencia entre los ingresos percibidos y los costes, por unidad de potencia.

2. Periodos regulatorios posteriores a la publicación del Real Decreto.

$$VNA_j = \left[VNA_{j-1} \cdot (1 + TRF)^n - \sum_{i=1}^n (Ing_{ij} - Cexp_{ij-1} - Vajdm_{ij-1}) \cdot (1 + TRF)^{n-1} \right]$$

Siendo:

- VNA_j : Valor neto del activo de la instalación tipo en el primer año del semiperiodo regulatorio j , expresado en €/MW.
- VNA_{j-1} : Valor neto del activo de la instalación tipo en el primer año del semiperiodo regulatorio anterior $j - 1$, expresado en €/MW.
- TRF : Taras de retribución financiera¹⁴ expresada en tanto por uno.
- n : El menor entre el número de años del semiperiodo regulatorio y el número de años desde que se establecieron por primera vez los parámetros retributivos de la instalación tipo hasta el año del cálculo el valor neto del activo.
- Ing_{ij-1} : Estimación del ingreso total, que percibe la instalación tipo en el año i para el semiperiodo regulatorio anterior $j - 1$, incluyendo los ingresos por la venta de la energía en el mercado y la retribución específica asignada, expresada en €/MW.
- $Cexp_{ij-1}$: Estimación del coste de explotación en el año i , para el semiperiodo regulatorio anterior $j - 1$, expresado en €/MW.
- $Vajdm_{ij-1}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , del semiperiodo regulatorio $j - 1$, expresado en €

Se supondrá que el valor neto del activo será equivalente a la resta entre el valor del activo al inicio del periodo regulatorio anterior menos el valor actual neto del beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA) de la instalación tipo durante el periodo regulatorio anterior. Este “EBITDA” se modificará según los desvíos del precio de mercado y su estimación al inicio del periodo regulatorio.

- b) Instalaciones nuevas durante el periodo regulatorio: el valor neto del activo es igual al valor de la inversión inicial de la instalación tipo por unidad de potencia.

Se define como coeficiente “C”, al coeficiente de ajuste de instalación tipo para establecer que parte de la inversión puede ser recuperada mediante la operación normal y que parte de la inversión no puede ser recuperada.

$$C = \frac{VNA_j - \sum_{i=1}^{VR} \frac{(Ingfm_i - Cexpf_i)}{(1 + TRF)^i}}{VNA_j} \quad 0 \geq C \leq 1$$

Siendo:

VNA_j : Valor neto del activo de la instalación tipo en el primer año del semiperiodo regulatorio j , expresado en €/MW.

VR : Vida residual regulatoria⁴¹, expresado en años.

TRF : Tasas de retribución financiera expresada en tanto por uno.

n : El menor entre el número de años del semiperiodo regulatorio y el número de años desde que se establecieron por primera vez los parámetros retributivos de la instalación tipo hasta el año del cálculo el valor neto del activo.

$Ingfm_i$: Estimación del ingreso futuro por la venta de energía generada en el mercado que percibirá la instalación en el año i hasta el final de su vida útil regulatoria, incluyendo los ingresos procedentes de la retribución por operación, expresada en €/MW.

$Cexpf_i$: Estimación del coste del futuro de explotación en el año i , expresado en €/MW.

$Vajdm_{ij-1}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año i , del semiperiodo regulatorio $j - 1$, expresado en €

Por lo tanto “C” representa, en tanto por uno, los costes de inversión que no pueda recuperarse por la venta de energía en el mercado.

- a) Si los gastos de operación son superiores al precio del mercado, no se podrá recobrar ninguna parte de la inversión mediante la explotación de la

⁴¹ Calculada como la vida útil regulatoria (VU) menos el número de años que han transcurrido desde el año del acta de explotación definitiva hasta el año de inicio del semiperiodo regulatorio j .

instalación. En este caso, $C=1$. Habrá retribución a la operación que se explica más adelante.

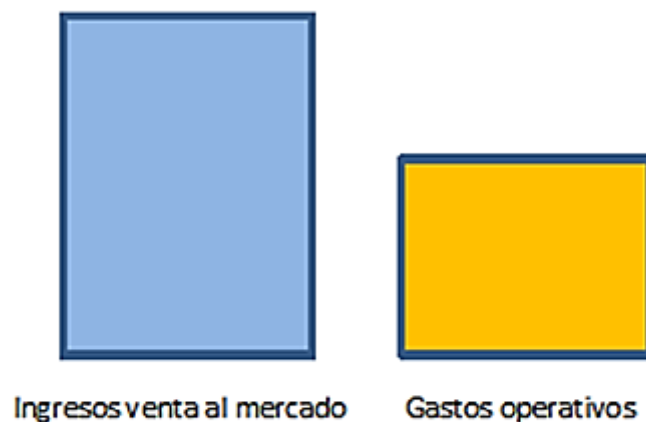
- b) Si los gastos de operación son inferiores al precio del mercado, se podrá recuperar parcial o totalmente la inversión mediante la operación normal de la instalación. No habrá retribución a la operación ya que el precio del mercado sería superior al gasto de operación.

8.6. RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN.

Para percibir dicha retribución se podrán dar dos casos:

1. Aquellas tecnologías que tengan costes estimados de explotación por unidad de energía superiores al precio estimado de mercado, pudiendo percibir una retribución a la operación que será la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

INGRESOS VENTA AL MERCADO > GASTOS OPERATIVOS



No habrá retribución a la operación

$$0 \leq C \leq 1$$

INGRESOS VENTA AL MERCADO < GASTOS OPERATIVOS

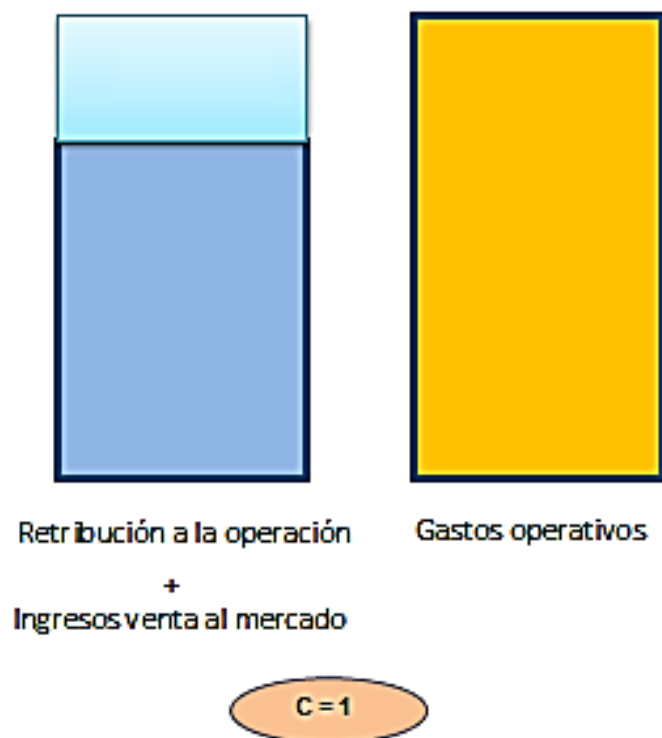


Figura 37. Mecanismo de retribución a la operación. Fuente: UNEF

2. Si se supera la vida útil regulatoria de la instalación y esta pudiera mantenerse en funcionamiento, mediante Orden del Ministerio de Industria, Energía y turismo, se podría optar a una retribución adicional que permita económicamente mantener en operación la instalación.

8.7. INCENTIVOS A LA INVERSIÓN POR REDUCCIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN.

Adicionalmente al régimen retributivo específico, las instalaciones ubicadas en los **sistemas eléctricos aislados** de los territorios no peninsulares podrán percibir un incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.

$$\left[\frac{Cvg}{Egbc} - \left(\frac{Rinv_i}{Nh} + Ro_i + Pm \right) \right] \geq A \frac{Cvg}{Egbc}$$

Siendo:

Cvg: Coste variable de generación a efectos de liquidación, expresado en €.

- E_{gbc} : Energía generada, expresada en MWh .
- Nh : Número de horas equivalentes de funcionamiento.
- Ro_i : Retribución a la operación en el año i , expresado en €/MWh.
- Pm : Precio medio horario del mercado de producción, expresado en €/MWh.
- A Coeficiente umbral con valor a 0,40.

Según la ecuación se percibiría un incentivo, si es mayor o igual, la diferencia de los costes de generación entre la energía generada menos el total de retribuciones, a los costes de generación entre la energía generada por un coeficiente de reducción.

$$I_{inv} = \left[\frac{Cvg}{E_{gbc}} - \left(\frac{R_{inv_i}}{Nh} + Ro_i + Pm \right) \right] \cdot B$$

Siendo:

- I_{inv} : Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, expresado en €/MWh.
- Cvg : Coste variable de generación a efectos de liquidación, expresado en €
- E_{gbc} : Energía generada, expresada en MWh .
- Nh : Número de horas equivalentes de funcionamiento.
- Ro_i : Retribución a la operación en el año i , expresado en €/MWh.
- Pm : Precio medio horario del mercado de producción, expresado en €/MWh.
- B Coeficiente del incentivo que toma el valor de 0,15.

Según la ecuación, el incentivo percibido sería la diferencia de los costes de generación entre la energía generada, y el total de retribuciones percibidas, todo ello por un coeficiente de reducción.

8.8. PARÁMETROS RETRIBUTIVOS DE CADA TIPO DE INSTALACIÓN.

Se aprobará los parámetros retributivos necesarios, estos parámetros se podrán revisar en función de la previsión de ingresos por la venta de energía en el mercado y de la previsión de costes de explotación.

A cada instalación le afectará los siguientes parámetros retributivos:

- a) Retribución a la inversión.
- b) Retribución a la operación.
- c) Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.
- d) Vida útil regulatoria.
- e) Número de horas de funcionamiento mínimo.
- f) Umbral de funcionamiento.
- g) Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.
- h) Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado.
- i) Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, son parámetros retributivos:

- a) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- b) Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.
- c) Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado.
- d) Estimación del coste futuro de explotación.
- e) Coeficiente de ajuste.
- f) Valor neto del activo.

Que se aprobará para cada instalación tipo los parámetros retributivos. [15] [20]

9. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RETRIBUCIONES EN LA ENERGÍA EÓLICA.

-Hipótesis de cálculos previos según el informe de CNMC de fecha 3 de abril de 2014 (propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos) por el que se aprueban los parámetros retributivos.

La evolución anual del precio de mercado y el establecimiento de los límites superiores e inferiores para los años 2014, 2015 y 2016⁴².

	2014	2015	2016
Precio de mercado estimado (€/MWh)	49	50	52
LS2(€/MWh)	57	58	60
LS1(€/MWh)	53	54	56
LI1(€/MWh)	45	46	48
LI2(€/MWh)	41	42	44

Figura 38. Hipotesis de límites del precio de mercado

EL valor aplicable para la rentabilidad razonable, siendo el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio⁴³, de las Obligaciones del Estado a diez años, para los parámetros retributivos y para las instalaciones con derecho a prima, es de 4,398 que al sumarle a este valor 300 puntos, **el valor de rentabilidad razonable aplicable utilizado para el cálculo es de 7,398**. En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, será calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario de los veinticuatro meses previos al mes de **mayo** del año anterior al de inicio del periodo regulatorio.

El coeficiente de apuntamiento considerado sobre el precio estimado del mercado sería de 0,8575, de acuerdo con las previsiones de 2013.

La evolución de los costes de explotación a partir del 2014, se ha considerado un incremento del 1% a cada año hasta el final de la vida útil regulatoria.

⁴² Estos ingresos por venta de electricidad en el mercado incluye la retribución en concepto de complemento por continuidad frente a huecos de tensión.

⁴³ Periodo julio 2003 a junio 2013. En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, sería periodo mayo 2003 a mayo 2013.

9.1. RESULTADOS DE LOS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS.

El análisis de los parámetros retributivos y de las instalaciones tipo eólicas, para el primer semiperiodo regulatorio (2014 al 2016), por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

- Clasificación de instalaciones tipo en energía eólica:

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tecnología/ Combustible	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.2	b.2.1	-	-	-	1994	IT-01016
b.2	b.2.1	-	-	-	1995	IT-01017
b.2	b.2.1	-	-	-	1996	IT-01018
b.2	b.2.1	-	-	-	1997	IT-01019
b.2	b.2.1	-	-	-	1998	IT-01020
b.2	b.2.1	-	-	-	1999	IT-01021
b.2	b.2.1	-	-	-	2000	IT-01022
b.2	b.2.1	-	-	-	2001	IT-01023
b.2	b.2.1	-	-	-	2002	IT-01024
b.2	b.2.1	-	-	-	2003	IT-01025
b.2	b.2.1	-	-	-	2004	IT-01026
b.2	b.2.1	-	-	-	2005	IT-01027
b.2	b.2.1	-	-	-	2006	IT-01028
b.2	b.2.1	-	-	-	2007	IT-01029
b.2	b.2.1	-	-	-	2008	IT-01030
b.2	b.2.1	-	-	-	2009	IT-01031
b.2	b.2.1	-	-	-	2010	IT-01032
b.2	b.2.1	-	-	-	2011	IT-01033
b.2	b.2.1	-	-	-	2012	IT-01034
b.2	b.2.1	-	-	-	2013	IT-01035
b.2	b.2.1	-	-	-	2014	IT-01036
b.2	b.2.1	-	-	-	2015	IT-01037
b.2	b.2.1	-	-	-	2016	IT-01038

Figura 39. Clasificaciones de instalaciones tipo en energía eólica. Fuente: CNMC

En la figura 39 se observa que para la clasificación por instalaciones tipo de la energía eólica ha sido diferenciar tantas clases de instalaciones tipo como años (desde el año 1994), esta clasificación agrupa por cada instalación tipo a una gran cantidad de instalaciones diversas, así pues la estimación de los ingresos implanta una corrección significativa.

Anteriormente, había diferencia en función del tamaño o rama tecnológica, en esta nueva clasificación solo hay tantas instalaciones tipo como años de puesta en marcha.

-Análisis de la vida útil regulatoria.

La vida útil regulatoria no cambiaría con respecto la antigua legislación.

CATEGORÍA	GRUPO	SUBGRUPO	AÑOS VIDA ÚTIL (Legislación anterior)*	AÑOS VIDA ÚTIL (Propuesta)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	15	20
	a.2		15	20
b)	b.1	b.1.1	30	30
		b.1.2	25	25
	b.2	b.2.1	20	20
	b.3		20	20
	b.4, b.5,		25	25
	b.6, b.7 y b.8		15	25
c)	c.1, c.2 y c.3		15	25

*Años durante los que era de aplicación la máxima retribución prevista

Figura 40. Comparativa de la vida útil regulatoria

Como se puede observar en la figura 40 se ha considerado un valor de 20 años, valor representativo de la vida de diseño de los generadores eólicos y que representan la mayor partida de inversión.

-Retribución a la operación.

No habrá instalaciones eólicas con retribuciones a la operación ya que sus costes variables o de operación son insignificantes, y por tanto los ingresos procedentes del mercado serían suficientes para cubrir los costes operativos.

-Retribución a la inversión.

Estas instalaciones podrían obtener unos ingresos por una retribución la inversión multiplicada por la potencia instalada que cubra los costes de inversión que no puedan recuperarse por la venta de la energía en el mercado y por los ingresos percibidos en el pasado.

De este tipo de retribución surge el problema de que antes todas las instalaciones estaban encaminadas a maximizar su producción (prima por energía generada), siendo a partir la potencia instalada.

Para estas instalaciones tipo se ha aplicado la sistemática del cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Retribución a la Operación extendida 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (h)	Umbral de funcionamiento Uf 2013 (h)
IT-01016	20	0	-	-	-	500	300
IT-01017	20	0	-	-	-	500	300
IT-01018	20	0	-	-	-	500	300
IT-01019	20	0	-	-	-	500	300
IT-01020	20	0	-	-	-	500	300
IT-01021	20	0	-	-	-	500	300
IT-01022	20	0	-	-	-	500	300
IT-01023	20	0	-	-	-	500	300
IT-01024	20	0	-	-	-	500	300
IT-01025	20	0	-	-	-	500	300
IT-01026	20	0	-	-	-	500	300
IT-01027	20	7.139	-	-	-	500	300
IT-01028	20	18.725	-	-	-	500	300
IT-01029	20	32.462	-	-	-	500	300
IT-01030	20	43.195	-	-	-	500	300
IT-01031	20	48.921	-	-	-	500	300
IT-01032	20	47.359	-	-	-	500	300
IT-01033	20	43.009	-	-	-	500	300
IT-01034	20	45.792	-	-	-	500	300
IT-01035	20	48.110	-	-	-	-	-

Figura 41. Parámetros retribuidos aplicables a las liquidaciones de 2013. Fuente: CNMC⁴⁴

En la figura 41 se observa los parámetros retributivos de 2013 para las instalaciones tipo con año de explotación definitiva anterior a 2013. Las instalaciones con fecha de comienzo de explotación anterior al 2005 no recibirán ningún tipo de retribución a la inversión por haber superado la rentabilidad razonable, este ajuste se debe al establecimiento de una tasa de rentabilidad financiera menores a las aplicadas a las primas y tarifas reguladas vigentes en el anterior marco retributivo.

Tecnología	Total instalaciones activas (nº CILes)	Instalaciones sin derecho a retri.especifica (nº CILes)	Instalaciones sin derecho a Ret. Especifica (%)	Instalaciones sin derecho a retribucion a la inversion (%)
EOLICA	1.329	450	34%	34%

Figura 42. Número de instalaciones que no tendrían retribución específica. Fuente: CNMC

En la figura 42 se observa que 450 instalaciones (el 34%) se quedarán sin percibir retribución específica, **lo que afectaría a un 38,5 % de la potencia instalada a finales de 2013**, solo optando a los ingresos por venta de energía en el mercado.

⁴⁴http://www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Home/novedades/energia/2014/20140115_Informe%20porp%20rd%20renovables.pdf

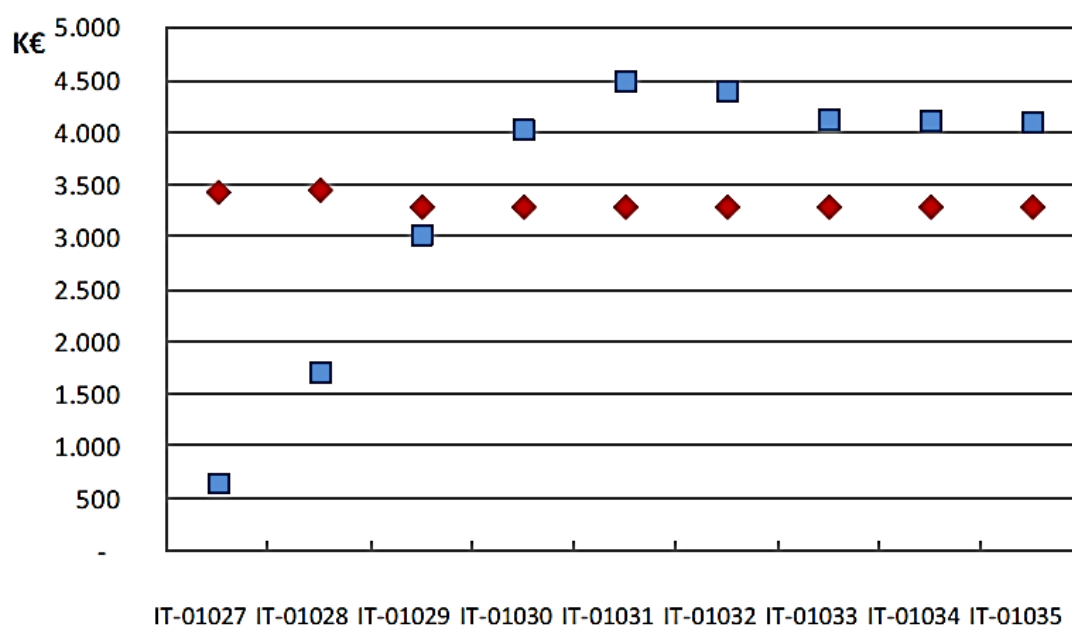
Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coefficiente de ajuste $C_{1,a}$ (*)	Retribución a la Inversión Rinv 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h)
IT-01016	20	0,000	0	-	1.211	727
IT-01017	20	0,000	0	-	1.211	727
IT-01018	20	0,000	0	-	1.211	727
IT-01019	20	0,000	0	-	1.211	727
IT-01020	20	0,000	0	-	1.294	777
IT-01021	20	0,000	0	-	1.279	768
IT-01022	20	0,000	0	-	1.147	688
IT-01023	20	0,000	0	-	1.170	702
IT-01024	20	0,000	0	-	1.084	650
IT-01025	20	0,000	0	-	1.108	665
IT-01026	20	0,000	0	-	1.048	629
IT-01027	20	0,291	16.255	-	1.095	657
IT-01028	20	0,530	42.790	-	1.101	661
IT-01029	20	0,698	75.666	-	1.050	630
IT-01030	20	0,766	100.902	-	1.050	630
IT-01031	20	0,789	112.406	-	1.050	630
IT-01032	20	0,785	110.049	-	1.050	630
IT-01033	20	0,772	103.310	-	1.050	630
IT-01034	20	0,772	102.973	-	1.050	630
IT-01035	20	0,772	102.689	-	1.050	630
IT-01036	20	0,773	102.734	-	1.050	630
IT-01037	20	0,774	102.924	-	1.050	630
IT-01038	20	0,778	103.447	-	1.050	630

Figura 43. Parámetros retribuidos aplicables a 2014, 2015 y 2016. Fuente: CNMC

En la figura 43 se observar que las retribuciones a la inversión para los años del primer semiperiodo regulatorio. Las instalaciones más antiguas no obtienen ninguna retribución específica.

Resumen Eolica	Retribución anterior 2014 (Miles de €)	Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)	Diferencia (Miles de €)	Diferencia (%)	F. Puesta en Marcha
IT-01027	3.437	650	-2.786	-81%	2005
IT-01028	3.457	1.712	-1.745	-50%	2006
IT-01029	3.295	3.027	-269	-8%	2007
IT-01030	3.295	4.036	741	22%	2008
IT-01031	3.295	4.496	1.201	36%	2009
IT-01032	3.295	4.402	1.107	34%	2010
IT-01033	3.295	4.132	837	25%	2011
IT-01034	3.295	4.119	824	25%	2012
IT-01035	3.295	4.108	812	25%	2013

Figura 44. Análisis comparativo entre sistemas retributivos por instalación tipo. Fuente: CMNC



◆ Retribución anterior 2014 (Miles de €) ■ Estimación nueva retribución 2014 (Miles de €)

Figura 45. Gráfica comparativa entre sistemas retributivos por instalación tipo. Fuente: CMNC

En las figuras 44 y 45 se examina la retribución anterior y nueva por instalaciones tipo para el año 2014. Las instalaciones con fecha de inicio de explotación de 2005, 2006 y 2007 perderían parte de la retribución, sin embargo, para las instalaciones más recientes (a partir del 2007) se incrementaría su retribución.

Tecnología	Retribución inversión (Mill. €)	Retribución operación total (Mill.€)	Escenario A Retribución anterior. 2014 (Mill. €)	Escenario B Nueva retribución 2014 (Mill. €)	Diferencia (Mill. €)	Diferencia porcentual
SOLAR FV	2.302	143	2.818	2.445	-373	-13,23%
SOLAR TE	1.073	179	1.438	1.252	-186	-12,92%
EOLICA	1.194	0	1.802	1.194	-608	-33,72%
HIDRAULICA	12	0	162	12	-150	-92,60%
BIOMASA	137	157	281	294	13	4,77%

Figura 46.Comparación entre el anterior y el nuevo sistema retributivo. Fuente: CNMC

En la figura 46 se puede observar que la generación eólica concentra algo más del 45% del ajuste del conjunto de energías renovables, su retribución se reduciría en torno a unos 600 M€, el 33,72% de su retribución anterior.

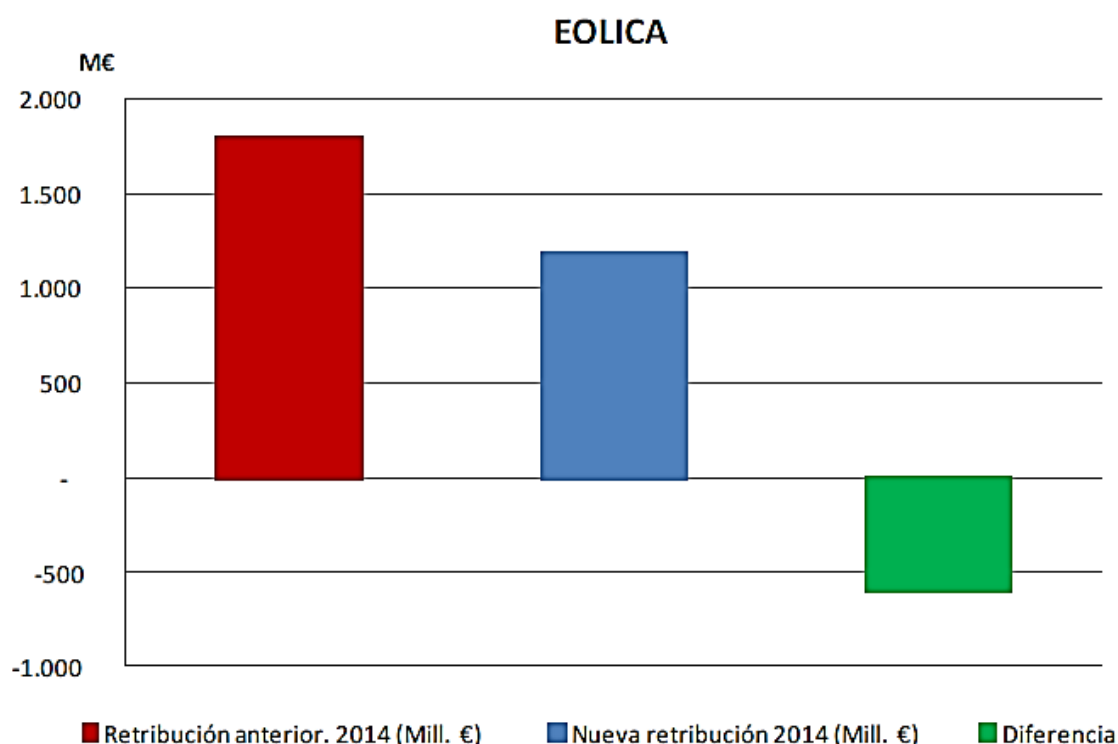


Figura 47.Gráfica comparación de sistemas retributivos. Fuente: CNMC

En esta figura se observa la comparación de la retribución para el año 2014 entre el sistema retributivo anterior, el nuevo y la diferencia entre ellos, observando una reducción en la retribución para el conjunto de la energía eólica en España. [21] [22]

9.2. EJEMPLOS DE COMPARACIÓN ENTRE RETRIBUCIONES PARA INSTALACIONES EÓLICA.

A continuación se exponen varios ejemplos de instalaciones de generación eólica para poder analizar la diferencia entre el marco retributivo anterior y la nueva propuesta.

Estos ejemplos de instalaciones tienen en común la potencia instalada (10 MW) y el número de horas equivalentes al año (2350 horas/ año).

-INSTALACIÓN 2002.

Ejemplo de instalación eólica de 10 MW con un número de horas equivalentes de 2350 horas/año y con fecha de inicio de explotación del año 2002.

PRIMA MAS MERCADO								
AÑO	REAL DECRETO	COMPLE. REACTIVA	PRECIO MERCADO	PRIMA	INCENTIVO	RETRIBUCIÓN PROPUESTA	TOTAL	
		(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MW)	(€/MWh)	(€/AÑO)
2002	RD 2818/1998	0	37,4	26,55	0	0	63,95	1.502.778
2003		0	28,96	26,55	0	0	55,51	1.304.438
2004	RD 436/2004	2,88	27,94	28,83	7,21	0	66,86	1.571.116
2005		2,93	53,68	29,32	7,33	0	93,26	2.191.657
2006		3,06	50,53	30,64	7,66	0	91,88	2.159.274
2007		3,11	39,35	31,06	7,76	0	81,28	1.910.127
2008	RD 661/2007	3,14	64,43	30,27	0	0	97,84	2.299.287
2009		3,14	36,96	31,27	0	0	71,37	1.677.266
2010		3,14	37,01	30,99	0	0	71,14	1.671.743
2011	RD 1614/2010	0	49,93	20,14	0	0	70,07	1.646.692
2012		0	47,23	20,14	0	0	67,37	1.583.242
2013	RD 2/2013	0	44,26	0,00	0	0	44,26	1.040.110
2014	PROPUESTA	0	49,00	0,00	0	0	49,00	1.151.500
2015		0	50,00	0,00	0	0	50,00	1.175.000
2016		0	52,00	0,00	0	0	52,00	1.222.000

Figura 48. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2002⁴⁵.

⁴⁵Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

TARIFA REGULADA				COMPARACIÓN	
AÑO	REAL DECRETO	TARIFA REGULADA	TOTAL	ANTIGUA RETRIBUCIÓN	NUEVA RETRIBUCIÓN
		(€/MWh)	(€/AÑO)	(€/AÑO)	(€/AÑO)
2002	RD 2818/1998	62,15	1.460.408	1.502.778	1.502.778
2003		62,15	1.460.408	1.460.408	1.460.408
2004	RD 436/2004	64,87	1.524.328	1.571.116	1.571.116
2005		65,97	1.550.389	2.191.657	2.191.657
2006		68,93	1.619.832	2.159.274	2.159.274
2007		69,88	1.642.180	1.910.127	1.910.127
2008	RD 661/2007	75,68	1.778.504	2.299.287	2.299.287
2009		78,18	1.837.301	1.837.301	1.837.301
2010		77,47	1.820.569	1.820.569	1.820.569
2011	RD 1614/2010	79,08	1.858.474	1.858.474	1.858.474
2012		81,27	1.909.845	1.909.845	1.909.845
2013	RD 2/2013	81,25	1.909.305	1.909.305	1.909.305
2014		81,25	1.909.305	1.909.305	1.151.500
2015		81,25	1.909.305	1.909.305	1.175.000
2016		81,25	1.909.305	1.909.305	1.222.000

Figura 49. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2002.⁴⁶

En la retribución previa se ha escogido siempre la retribución máxima entre prima más mercado o tarifa regulada. Las casillas amarillas indican una tarifa regulada para los años futuros igual a la tarifa regulada del año 2013 y escogiendo siempre esta opción para la comparación ya que no existe la posibilidad de prima más precio del mercado.

⁴⁶Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

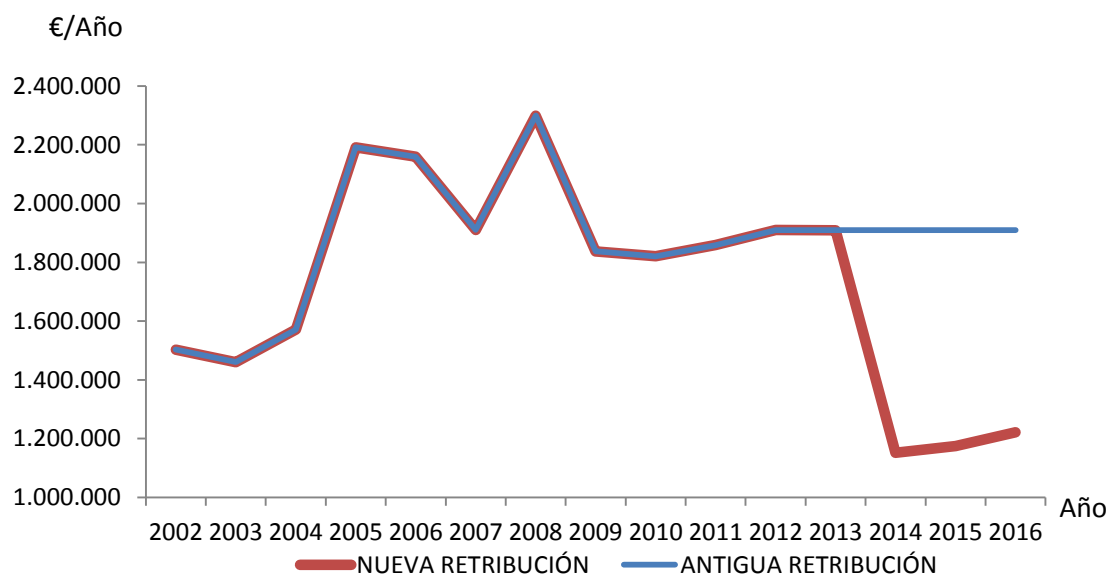


Figura 50. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2002.⁴⁷

En la figura 50 se observa como para instalaciones con fecha de inicio de explotación en el 2002 la nueva retribución supone un descenso de la retribución sólo pueden optar a los ingresos por el precio de su energía en el mercado eléctrico.

⁴⁷ Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

-INSTALACIÓN 2006

Ejemplo de instalación eólica de 10 MW con un número de horas equivalentes de 2350 horas/año y con fecha de inicio de explotación del año 2006.

AÑO	REAL DECRETO	COMPLE. REACTIVA	PRECIO MERCADO	PRIMA	INCENTIVO	RETRIBUCIÓN PROPUESTA	TOTAL	
		(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MW)	(€/MWh)	(€/AÑO)
2006	RD 436/2004	3,06	50,53	30,64	7,66	0	91,88	2.159.274
2007		3,11	39,35	31,06	7,76	0	81,28	1.910.127
2008	RD 661/2007	3,14	64,43	30,27	0	0	97,84	2.299.287
2009		3,14	36,96	31,27	0	0	71,37	1.677.266
2010		3,14	37,01	30,99	0	0	71,14	1.671.743
2011	RD 1614/2010	0	49,93	20,14	0	0	70,07	1.646.692
2012		0	47,23	20,14	0	0	67,37	1.583.242
2013	RD 2/2013	0	44,26	0,00	0	0	44,26	1.040.110
2014	PROPUESTA	0	49,00	0,00	0	42.790	49,00	1.579.400
2015		0	50,00	0,00	0	42.790	50,00	1.602.900
2016		0	52,00	0,00	0	42.790	52,00	1.649.900

Figura 51. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2006.⁴⁸

⁴⁸Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

AÑO	REAL DECRETO	TARIFA REGULADA	TOTAL	ANTIGUA RETRIBUCIÓN	NUEVA RETRIBUCIÓN
		(€/MWh)	(€/AÑO)	(€/AÑO)	(€/AÑO)
2006	RD 2818/1998	68,93	1.619.832	2.159.274	2.159.274
2007		69,88	1.642.180	1.910.127	1.910.127
2008	RD 661/2007	75,68	1.778.504	2.299.287	2.299.287
2009		78,18	1.837.301	1.837.301	1.837.301
2010		77,47	1.820.569	1.820.569	1.820.569
2011	RD 1614/2010	79,08	1.858.474	1.858.474	1.858.474
2012		81,27	1.909.845	1.909.845	1.909.845
2013	RD 2/2013	81,25	1.909.305	1.909.305	1.909.305
2014		81,25	1.909.305	1.909.305	1.579.400
2015		81,25	1.909.305	1.909.305	1.602.900
2016		81,25	1.909.305	1.909.305	1.649.900

Figura 52. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2006.⁴⁹

En la retribución previa se ha escogido siempre la retribución máxima entre prima más mercado o tarifa regulada. Las casillas amarillas indican una tarifa regulada para los años futuros igual a la tarifa regulada del año 2013 y escogiendo siempre esta opción para la comparación ya que no existe la posibilidad de prima más precio del mercado.

⁴⁹Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

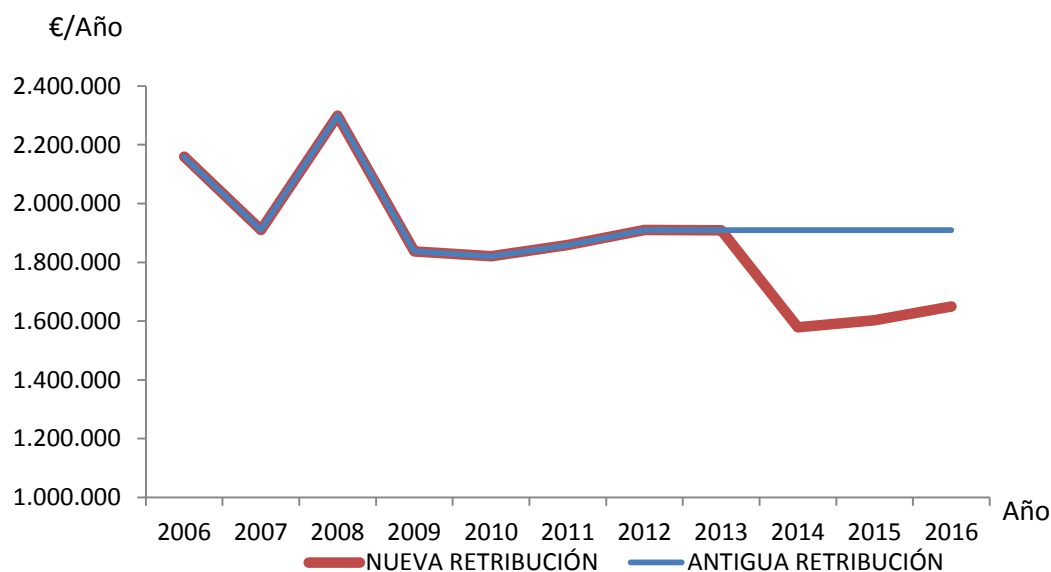


Figura 53. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2006.⁵⁰

En la figura 53 se observa como para instalaciones con fecha de inicio de explotación en el 2006 la nueva retribución supone un descenso de la retribución recibiendo una cantidad de retribución específica más el precio de su energía en el mercado.

⁵⁰Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

-INSTALACIÓN 2010:

Ejemplo de instalación eólica de 10 MW con un número de horas equivalentes de 2350 horas/año y con fecha de inicio de explotación del año 2010.

PRIMA MAS MERCADO								
AÑO	REAL DECRETO	COMPLE. REACTIVA	PRECIO MERCADO	PRIMA	INCENTIVO	RETRIBUCIÓN PROPUESTA	TOTAL	
		(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MW)	(€/MWh)	(€/AÑO)
2010	RD 661/2007	3,14	37,01	30,99	0	0	71,14	1.671.743
2011	RD 1614/2010	0	49,93	20,14	0	0	70,07	1.646.692
2012		0	47,23	20,14	0	0	67,37	1.583.242
2013	RD 2/2013	0	44,26	0,00	0	0	44,26	1.040.110
2014	PROPUESTA	0	49,00	0,00	0	110049	49,00	2.251.990
2015		0	50,00	0,00	0	110049	50,00	2.275.490
2016		0	52,00	0,00	0	110049	52,00	2.322.490

Figura 54. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2010.⁵¹

TARIFA REGULADA				COMPARACIÓN	
AÑO	REAL DECRETO	TARIFA REGULADA	TOTAL	ANTIGUA RETRIBUCIÓN	NUEVA RETRIBUCIÓN
		(€/MWh)	(€/AÑO)	(€/AÑO)	(€/AÑO)
2010	RD 661/2007	77,47	1.820.569	1.820.569	1.820.569
2011	RD 1614/2010	79,08	1.858.474	1.858.474	1.858.474
2012		81,27	1.909.845	1.909.845	1.909.845
2013	RD 2/2013	81,25	1.909.305	1.909.305	1.909.305
2014		81,25	1.909.305	1.909.305	2.251.990
2015		81,25	1.909.305	1.909.305	2.275.490
2016		81,25	1.909.305	1.909.305	2.322.490

Figura 55. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2010⁵²

⁵¹Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

⁵²Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

En la retribución previa se ha escogido siempre la retribución máxima entre prima más mercado o tarifa regulada. Las casillas amarillas indican una tarifa regulada para los años futuros igual a la tarifa regulada del año 2013 y escogiendo siempre esta opción para la comparación ya que no existe la posibilidad de prima más precio del mercado.

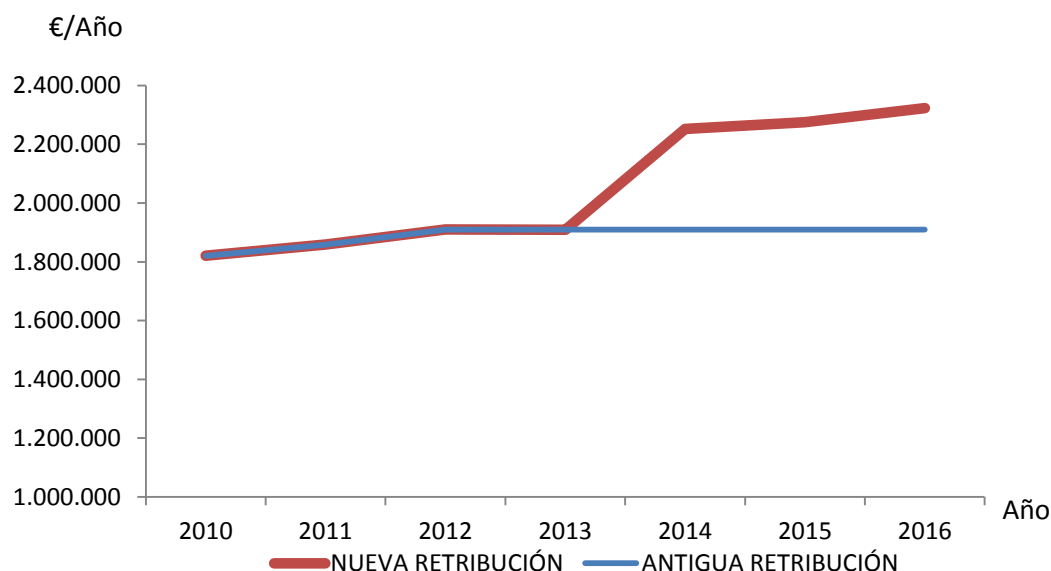


Figura 56. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2010.⁵³

En la figura 56 se observa como para instalaciones con fecha de inicio de explotación en el 2010 la nueva retribución anual supone un incremento de la retribución, con respecto al régimen retributivo previo, pero en función de las actualizaciones de los parámetros retributivos para los siguientes semiperiodos regulatorios, irá descendiendo drásticamente, optando a una retribución específica durante un menor número de años que con el régimen retributivo previo.

-INSTALACIÓN 2014.

Ejemplo de instalación eólica de 10 MW con un número de horas equivalentes de 2350 horas/año y con fecha de inicio de explotación del año 2014.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

⁵³Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

PRIMA MAS MERCADO								
AÑO	REAL DECRETO	COMPLE. REACTIVA	PRECIO MERCADO	PRIMA	INCENTIVO	RETRIBUCIÓN PROPUESTA	TOTAL	
		(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MWh)	(€/MW)	(€/MWh)	(€/AÑO)
2014	PROPUESTA	0	49,00	0,00	0	102734	49,00	2.178.840
2015		0	50,00	0,00	0	102734	50,00	2.202.340
2016		0	52,00	0,00	0	102734	52,00	2.249.340

Figura 57. Tabla de prima más precio de mercado para instalación con fecha de inicio de explotación del 2014.⁵⁴

TARIFA REGULADA				COMPARACIÓN	
AÑO	REAL DECRETO	TARIFA REGULADA	TOTAL	ANTIGUA RETRIBUCIÓN	NUEVA RETRIBUCIÓN
		(€/MWh)	(€/AÑO)	(€/AÑO)	(€/AÑO)
2014	RD 2/2013	81,25	1.909.305	1.909.305	2.178.840
2015		81,25	1.909.305	1.909.305	2.202.340
2016		81,25	1.909.305	1.909.305	2.249.340

Figura 58. Tabla de tarifa regulada y comparación para instalación con fecha de inicio de explotación del 2014.⁵⁵

En la retribución previa se ha escogido siempre la retribución máxima entre prima más mercado o tarifa regulada. Las casillas amarillas indican una tarifa regulada para los años futuros igual a la tarifa regulada del año 2013 y escogiendo siempre esta opción para la comparación ya que no existe la posibilidad de prima más precio del mercado.

⁵⁴ Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

⁵⁵ Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

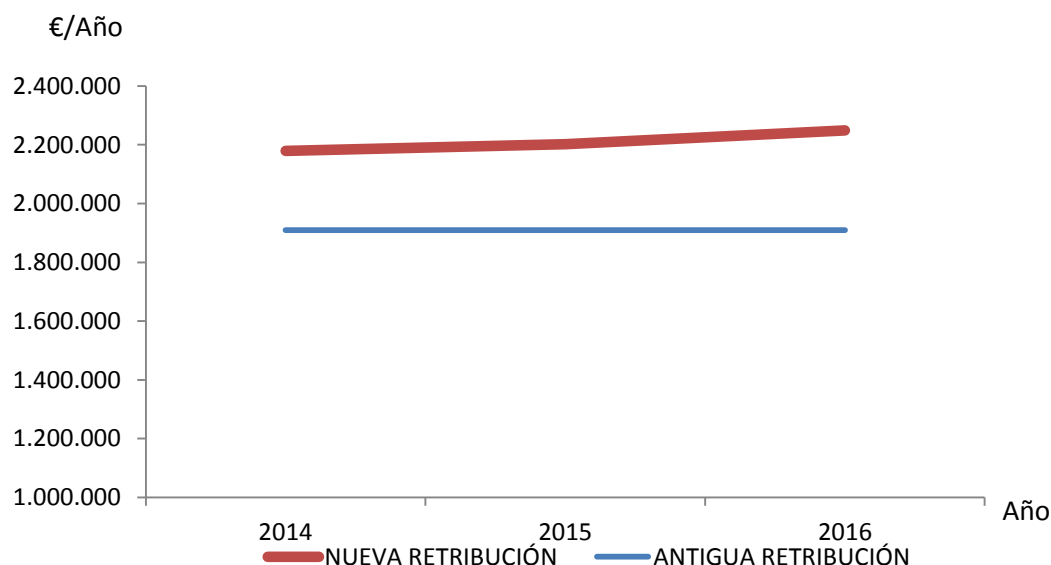


Figura 59. Ejemplo de retribución para instalación con fecha de inicio de explotación del 2014⁵⁶

En la figura 59 se observa como para instalaciones con fecha de inicio de explotación en el 2014 la nueva retribución anual supone un incremento de la retribución, con respecto al régimen retributivo previo, pero en función de las actualizaciones de los parámetros retributivos, para los siguientes semiperiodos regulatorios irá descendiendo drásticamente, optando a una retribución específica durante un menor número de años que con el régimen retributivo previo.

⁵⁶Datos de las primas recogidos en los distintos Reales Decretos e Instrucciones Técnica Complementaria que actualizan los valores anualmente (ITC/3860/2007, ITC/3801/2008, ITC/3519/2009, IET/3586/2011 IET/221/2013, de 14 de febrero). Precios del mercado diario del OMIE.

Los datos de la propuesta son recogidos de la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de la CNMC.

10. PRESUPUESTO.

PRESUPUESTO DE PROYECTO						
1.	AUTOR: GUILLERMO ÁLVAREZ VARAS					
2.	DEPARTAMENTO: INGENIERÍA ELÉCTRICA					
3.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO					
TÍTULO:		ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA POR LA QUE SE REvisa LA REGULACIÓN ASOCIADA A LA RETRIBUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EÓLICA				
DURACIÓN:		4 MESES				
TASA DE COSTES INDIRECTOS		10%				
4.	DESGLOSE PRESUPUESTARIO					
PERSONAL						
APELLIDOS Y NOMBRE	CATEGORÍA	DEDICACIÓN		HORAS TOTAL	COSTE MES	TOTAL
		(HORAS / DÍA)	DÍAS		€/ HORA	EUROS
ÁLVAREZ VARAS, GUILLERMO	INGENIERO JUNIOR	4	85	340	15	5.100,00 €
					TOTAL	5.100,00 €
EQUIPOS Y SERVICIOS						
DESCRIPCIÓN	COSTE	% USO DEDICADO	DEDICADO (MESES)	AMORTIZACIÓN	COSTE	
ORDENADOR PERSONAL	800 €	100	4	60	53,33 €	
CONEXIÓN A INTERNET	39,95 €/MES	100	4	-	159,80 €	
				TOTAL	213,13 €	
5.	RESUMEN DE COSTES					
DESCRIPCIÓN		COSTES TOTALES				
PERSONAL		5.100,00 €				
EQUIPOS Y SERVICIOS		213,13 €				
		5.313,13 €				
COSTES INDIRECTOS		531,31 €				
TOTAL		5.844,45 € + IVA				

11. CRONOGRAMA.

CONTENIDO	ACTIVIDADES	SEMANAS																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
SISTEMA ELÉCTRICO	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
MERCADOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
EVOLUCIÓN DE RETRIBUCIÓN EN LA ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RETRIBUCIONES EN LA ENERGÍA EÓLICA	BÚSQUEDA																	
	ANÁLISIS																	
	CONSTRUCCIÓN																	
	CORRECCIÓN																	
RESTO APARTADOS Y OTROS																		

- Dedicación diaria: 4 horas / día.

- Dedicación semanal: 5 días / semana.

12. CONCLUSIONES.

Se ha analizado la evolución de las retribuciones percibidas por las energías renovables en el sector eléctrico español, exponiendo los distintos tipos de incentivos según los Reales Decretos establecidos para la energía eólica en España.

Se ha examinado la propuesta de Real Decreto por la que se modificarán las retribuciones a las energías renovables y se ha comparado con las actuales retribuciones, analizando el caso particular de la eólica terrestre a través de distintos casos de instalaciones según la fecha de inicio de explotación.

Así pues, se han cumplido los objetivos del trabajo de fin de grado.

El régimen retributivo del nuevo Real Decreto es radicalmente distinto comparado con anterior regulación. En la regulación previa, las retribuciones se basaban en la energía generada, mediante prima o tarifa regulada. La metodología de la nueva propuesta establece una retribución específica en función de la potencia instalada y los ingresos percibidos.

Esta propuesta no limita su aplicación a instalaciones futuras, sino que se extiende a las instalaciones en funcionamiento con derecho a un régimen primado, eliminando o reduciendo sus incentivos y creando un dudoso futuro sobre las inversiones que se realizaron con la retribución previa.

En la generación de electricidad a partir de energía eólica se produce una fuerte reducción en la retribución. Un 34% de las instalaciones no tendrán derecho a retribución específica (el 38,5% de la potencia instalada en 2013) y una reducción de la retribución de 600 millones de Euros para el conjunto de las instalaciones de esta tecnología (33,72% en comparación con la regulación previa).

Este nuevo sistema retributivo se basa en un criterio económico para intentar reducir el déficit de tarifa del sistema eléctrico, renunciando a los compromisos medioambientales y sociales, como el cambio climático o la creación de empleo, que se deben tener en cuenta hoy en día.

Este trabajo de fin de grado me ha permitido comprender y profundizar el funcionamiento de la regulación en las energías renovables, aportándome un gran valor académico y profesional, aprendiendo sobre la redacción de proyectos y mejorando en la búsqueda de información técnica.

13. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] (2014 , Marzo) Red eléctrica de España. [Online]. <http://www.ree.es/es/publicaciones/educacion/de-la-generacion-al-consumo>
- [2] (2014, Marzo) UNESA. [Online]. <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas>
- [3] (2014, Marzo) Red Eléctrica de España. [Online]. [Avance del informe 2013](#)
- [4] (2014, Marzo) Energía y Sociedad. [Online]. <http://www.energiaysociedad.es>
- [5] (2014, Marzo) OMEL. [Online]. <http://www.omelmercados.es/omel-mercados>
- [6] (2014, Marzo) MIBEL. [Online]. <http://www.mibel.com>
- [7] (2014, Marzo) Red Eléctrica de España. [Online]. <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [8] Gomez Expósito, *Servicios de ajuste, Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica.*: McGRAW-HILL INTERAMERICANA DE ESPAÑA.
- [9] (2014, Abril) Asociación Empresarial Eólica. [Online]. <http://www.aeeolica.org/es>
- [10] (2014, Abril) Asociación de Productores de Energías Renovables. [Online]. <http://www.appa.es/descargas/prensa/articenergianov03.pdf>
- [11] (2014, Mayo) Álagos Wind Consultants. [Online]. <http://www.alagoswind.com/app/download/5796130201/Art%C3%ADculo+Infopower+enero+2013.pdf>
- [12] (2014, Abril) Asociación Eólica de Galicia. [Online]. <http://www.ega-asociacioneolicagalicia.es/es/elvientoengalicia/rendimientoaerogeneradores.php>
- [13] IDAE. (2014, Mayo)
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf.
- [14] "REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.,".
- [15] Unión Española Fotovoltaica UNEF, "La reforma del sector eléctrico, principales elementos y análisis de sus implicaciones," Abril, 2014.
- [16] "Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.,".

- [17] "Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.,".
- [18] "Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del Régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen especial.,".
- [19] "Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.,".
- [20] "Real Decreto-ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.,".
- [21] "Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.,".
- [22] CNMC, "Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.,".
- [23] CNMC, "Propuesta de orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.,".

